

3. STATO DEI SERVIZI: IL SETTORE DEL GAS

INTRODUZIONE

Nel 2000 è proseguita l'espansione del settore del gas naturale in Italia. Nonostante l'inverno mite, che ha ridotto i consumi delle famiglie, le quantità vendute di gas sono cresciute rispetto al 1999, grazie all'aumento degli usi produttivi (termoelettrici e industriali). In presenza di una nuova flessione dell'offerta interna, la domanda è stata prevalentemente alimentata dalle importazioni; il grado di dipendenza dall'estero ha superato l'80 per cento. Secondo le prime stime di contabilità nazionale, il valore della produzione è cresciuto in termini monetari, ma non in termini reali. L'aumento del deflatore implicito stimato dall'Istat trova conferma nell'andamento dei prezzi interni, fortemente cresciuti nel 2000 a causa dei rincari internazionali dei prodotti combustibili.

Dati di confronto internazionale denotano il permanere di differenziali di prezzo rispetto all'Europa, con scostamenti più ampi per le utenze domestiche. L'aumento delle quotazioni petrolifere ha causato nell'ultimo anno una crescita dei prezzi del gas in quasi tutti i paesi europei, anche se in Italia, almeno per i clienti industriali, l'aumento è stato leggermente inferiore a quello della media degli altri paesi. Il confronto dei prezzi su un periodo più ampio, effettuato mediante gli indici armonizzati dei prezzi al consumo, evidenzia una dinamica delle tariffe italiane in linea con la media dei paesi dell'Unione monetaria. L'onerosità dei prezzi di fornitura ai clienti del mercato vincolato si associa con una loro eccessiva variabilità territoriale, attesa ridursi nei prossimi anni per l'affermarsi del nuovo meccanismo di determinazione tariffaria posto in essere dall'Autorità. Anche il confronto internazionale sulle tariffe di trasporto applicate nei principali paesi europei, dal quale è stata esclusa l'Italia essendo queste tariffe in via di ridefinizione da parte dell'Autorità, mostra un'estrema variabilità geografica, con un netto vantaggio per i clienti del sistema inglese.

Il recepimento nella normativa nazionale della direttiva europea 98/30/CE, ha ridisegnato interamente la struttura del settore. L'apertura del mercato ha prodotto rilevanti stimoli alla riorganizzazione, che sono stati prontamente raccolti dagli operatori. Segnali in tal senso si possono scorgere nelle strategie di acquisizione delle maggiori imprese energetiche italiane, come pure nelle numerose operazioni di aggregazione tra distributori o tra clienti idonei. L'apertura del mercato europeo, accanto alla continua crescita dei consumi, creano solide premesse per un ulteriore sviluppo dell'industria del gas in Europa e in Italia. Cruciale è però, sotto questo punto di vista, la creazione di nuove infrastrutture di trasporto e di rigassificazione che permettano, nei prossimi anni, di ampliare la consistenza del sistema nazionale del gas e

concorrano alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

Le rilevazioni condotte dall'Autorità consentono di documentare, per il quarto anno consecutivo, l'evoluzione della qualità del servizio del gas e la sua articolazione territoriale. I risultati dell'indagine relativi al 1999 mostrano una sostanziale invarianza rispetto a quanto rilevato negli anni precedenti. Nel marzo 2000, tuttavia, l'Autorità ha definito nuovi livelli di qualità commerciale, entrati in vigore il 1° gennaio 2001, uniformi sul territorio nazionale e obbligatori per tutti gli esercenti. Tali nuovi standard superano quelli autonomamente definiti dagli esercenti nelle proprie Carte dei servizi. Di conseguenza dal prossimo anno l'indagine annuale dell'Autorità conterrà, per gli aspetti commerciali, i risultati della verifica del rispetto dei livelli fissati dall'Autorità stessa.

L'indagine annuale, condotta in collaborazione con l'Istat, sul gradimento degli utenti domestici rispetto al servizio del gas ha rilevato un grado di soddisfazione complessivamente molto elevato, anche se in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente. Le aree di maggiore insoddisfazione si concentrano sulla comprensibilità della bolletta e l'adeguatezza delle informazioni sul servizio.

L'EVOLUZIONE SETTORIALE

La congiuntura settoriale: produzione, importazioni, consumi, investimenti e occupazione

Secondo le prime stime di contabilità nazionale elaborate dall'Istat e ancora provvisorie, nel 2000 il settore del gas naturale (trasporto e distribuzione) ha contribuito al complesso delle branche energetiche per il 16 per cento circa in termini di produzione, valore aggiunto e occupazione (quest'ultima consta circa di 30.000 unità di lavoro).

Rispetto al 1999, la produzione a prezzi correnti ha registrato una marcata crescita, ma una riduzione a prezzi costanti (-5,9 per cento) a causa del sensibile aumento del deflatore implicito, che trova conferma nell'andamento dei prezzi interni. Un'analoga tendenza alla riduzione (-5,4 per cento) ha caratterizzato anche l'andamento del valore aggiunto, che rappresenta circa il 62 per cento del valore della produzione del settore, anche quest'anno accompagnata da una riduzione nell'occupazione del 3 per cento circa.

Consumi

Nel 2000 i consumi finali di metano hanno raggiunto 69,6 miliardi di mc (Tav. 3.1) in corrispondenza a una crescita inferiore rispetto a quella verificatasi nel corso del 1999 (3,9 per cento contro 8,4 per cento). Ha contribuito a questa minore dinamica l'inverno mite che ha comportato un calo di circa 0,4 miliardi di mc nei consumi del settore civile. Tuttavia, il rallentamento è principalmente una conseguenza della minore crescita nel settore termoelettrico (2,2 miliardi di mc nel 2000 contro 3,5 miliardi di mc nel 1999), che ha comunque registrato un aumento dell'11,6 per cento rispetto all'anno precedente. Il gas naturale ha infatti continuato ad accrescere il suo contributo alla generazione elettrica nazionale in modo consistente: dal 41,2 per cento nel 1999 al 45,5 per cento nel 2000. Come nel 1999, la maggior parte della crescita dei consumi per la generazione elettrica ha riguardato Enel S.p.A, che ha aumentato il suo contributo dal 61 al 62 per cento. I consumi dell'industria (inclusi gli usi per sintesi chimica) e dei trasporti sono aumentati a un tasso significativo, seppure inferiore a quello dell'anno precedente (3,2 contro 5,5 per cento). Complessivamente, il contributo del gas naturale al soddisfacimento dei fabbisogni energetici primari del Paese ha continuato ad aumentare raggiungendo il 32 per cento nel 2000 contro il 31 per cento del 1999.

Approvvigionamento nazionale

La produzione interna di gas naturale è ulteriormente diminuita anche nel 2000 raggiungendo 16,6 miliardi di mc rispetto ai 17,4 miliardi del 1999. Il calo più evidente riguarda la produzione di Eni S.p.A., scesa da 15,4 miliardi di mc nel 1999 a 14,6 miliardi nel 2000. La produzione degli altri operatori è in compenso rimasta quasi costante (2,0 miliardi di mc nel 2000 contro 2,1 nel 1999), seppure con significative modifiche nel contributo dei diversi produttori, alcuni dei quali hanno aumentato la produzione. Se il calo complessivo è almeno in parte attribuibile alle crescenti complessità amministrative che ostacolano il conferimento dei titoli minerari e l'ottenimento delle autorizzazioni per la coltivazione, appare probabile che la tenuta e anche l'aumento di alcuni produttori nazionali sia una conseguenza delle migliorate condizioni di accesso negoziato al mercato nel corso del 2000, in attesa della nuova disciplina regolata dall'Autorità.

Importazioni

Il 2000 ha evidenziato un fortissimo incremento delle importazioni che hanno raggiunto quasi 59 miliardi di mc. La crescita più consistente ha riguardato il gas olandese (3,2 miliardi di mc), ma sono aumentate in misura significativa anche le importazioni di Eni dalla Russia (in parte per l'avviamento di nuovi accordi contrattuali) e dall'Algeria. Hanno contribuito apprezzabilmente all'aumento delle importazioni anche le forniture di Enel dalla Nigeria e di Edison

dalla Russia, iniziate nel 2000, nonché alcune forniture *spot* da altri paesi.

L'aumento di 9,4 miliardi di mc nelle importazioni non trova riscontro nell'incremento dei consumi, pari ad appena 2,5 miliardi di mc, anche tenendo conto del calo di circa 0,8 miliardi di mc nella produzione nazionale. L'inverno mite ha solo in minima parte contribuito a determinare questo forte attivo. Bisogna infatti considerare che la convenienza a importare maggiori o minori quantitativi di gas in un dato anno dipende, oltre che dalle previsioni di consumo, anche dai vincoli contrattuali con le imprese dei paesi produttori e, in prospettiva, dai tetti imposti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164/00 sulle immissioni di gas dei singoli operatori, che possono determinare condizioni favorevoli all'uso più o meno spinto di clausole *make up* e *carry forward* in relazione ai vincoli *take or pay*. Nel 2000 sono tornate ai livelli contrattuali le importazioni dai Paesi Bassi, parzialmente interrotte da diversi anni, in funzione dell'ampliamento della capacità di trasporto del metanodotto *Transitgas* per le importazioni di gas norvegese previste a partire dall'anno in corso. Inoltre, Eni deve gestire al meglio il flusso annuo di importazioni per rispettare contemporaneamente i vincoli sulle immissioni previsti a partire dal 2003 e i vincoli di *take or pay*, distribuendo opportunamente le importazioni nel tempo. Seppure in misura minore, anche l'incertezza sul comportamento dei concorrenti può aver contribuito ad aumentare gli approvvigionamenti.

È in questo quadro di equilibrio dinamico, in cui gli operatori devono rispettare le condizioni poste dal dlgs. n. 164/00, che va letto il forte calo rispetto agli anni precedenti delle cessioni della produzione nazionale di Eni a Snam (e forse anche una parte della riduzione della stessa produzione di Eni), che si riflette in un forte aumento delle immissioni negli stoccaggi.

Operatori

Il bilancio del gas per il 2000 non mette in luce forti mutamenti nelle quote di mercato a vantaggio dei nuovi operatori. L'impresa dominante ha mantenuto una quota del mercato sostanzialmente costante, prossima al 90 per cento, sebbene rispetto al 1999 si possano già intravedere segni di mutamento che non potranno che rafforzarsi nell'anno in corso e negli anni successivi. Eni ha infatti contribuito con appena 0,2 miliardi di mc alla copertura dell'aumento complessivo dei consumi finali di circa 2,5 miliardi di mc. Tale aumento si è verificato interamente nel comparto industriale; le consegne a Enel sono rimaste sostanzialmente invariate rispetto al 1999 mentre sono leggermente calate le consegne ad altri utenti termoelettrici. Sono calate in modo significativo anche le consegne ai distributori, soprattutto a causa delle temperature invernali meno rigide; la penetrazione di nuovi concorrenti in questo settore, seppure avviata, non appare ancora evidente nel 2000.

TAV. 3.1 BILANCIO DEL GAS NATURALE

Anno 2000, miliardi di mc

	ENI S.P.A.	SNAM S.P.A.	ENEL S.P.A.	EDISON S.P.A. E ALTRI	AZIENDE DI DISTRIB.	TOTALE
PRODUZIONE NAZIONALE	14,6	0,0	0,0	2,0	0,0	16,6
IMPORTAZIONE	0,0	50,7	6,3	1,8	0,0	58,8
RUSSIA	0,0	21,0	0,0	1,0	0,0	22,0
ALGERIA	0,0	23,6	4,1	0,3	0,0	27,7
OLANDA	0,0	6,1	0,0	0,0	0,0	6,1
NIGERIA	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	2,2
ALTRI	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,8
CESSIONI INTERNE	0,0	10,1	0,0	0,0	31,3	41,4
DA ENI S.P.A.	0,0	10,1	0,0	0,0	0,0	10,1
DA SNAM S.P.A.	0,0	0,0	0,0	0,0	31,0	31,0
DA ENEL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
DA EDISON S.P.A. E ALTRI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3
VARIAZIONE SCORTE	4,3	0,0	0,0	0,1	0,0	4,5
TOTALE RISORSE	10,3	60,8	6,3	3,7	31,3	-
TOTALE CESSIONI INTERNE	-10,1	-31,0	0,0	-0,3	0,0	-
DISPONIBILITÀ LORDA	0,2	29,9	6,3	3,3	31,3	70,9
CONSUMI E PERDITE DI RETE	0,2	0,4	0,1	0,1	0,5	1,3
VENDITE E CONSUMI FINALI	0,0	29,4	6,2	3,2	30,8	69,6
ENEL S.P.A.	0,0	7,1	6,2	0,0	0,0	13,3
ALTRI UTENTI TERMOELETTRICI	0,0	5,8	0,0	2,2	0,0	8,0
UTENTI INDUSTRIALI	0,0	16,5	0,0	0,9	6,3	23,7
UTENTI CIVILI	0,0	0,0	0,0	0,2	24,5	24,6

I consumi termoelettrici includono l'autoproduzione; i consumi industriali includono gli usi per sintesi chimica e per autotrazione.

Fonte: Elaborazioni basate sui dati del Ministero dell'industria, commercio e artigianato, e sui dati pubblicati forniti direttamente dalle imprese del gas.

La *performance* delle maggiori imprese del gas

In analogia con il settore elettrico, si presentano qui di seguito i risultati di bilancio dei principali operatori del settore del gas naturale (dati relativi al 1999 e per l'esercizio precedente), distinguendo fra l'attività di trasporto – per la quale si analizza unicamente il bilancio di Snam S.p.A., che del resto intermedia la quota assolutamente prevalente dei volumi trattati – e attività di distribuzione – per la quale vengono considerati i bilanci delle due principali imprese, che rappresentano una quota molto rilevante del segmento di mercato. Per queste ultime i risultati considerati sono univocamente riferibili alla filiera del gas, operazione non sempre agevole per le altre società del settore, che hanno spesso natura di impresa multiservizio a proprietà comunale (Tav. 3.2). Non è stato possibile analizzare i dati di Aem S.p.A., altra impresa rilevante del settore, a causa dei cambiamenti di natura societaria intervenuti alla fine dell'anno in esame, con la conseguenza di rendere non confrontabili i valori di bilancio.

TAV. 3.2 CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: SNAM S.P.A.

Milioni di euro

CONTO ECONOMICO	31/12/98	31/12/99
FATTURATO (ricavi delle vendite e delle prestazioni)	8.042	8.303
DI CUI DEL SETTORE GAS	7.921	8.175
<i>PARI A % DEL TOTALE FATTURATO</i>	98,5	98,5
+ INCREMENTI DI IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI	37	46
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	102	159
= VALORE DELLA PRODUZIONE	8.181	8.508
- CONSUMI GAS NATURALE	3.896	4.092
- CONSUMI MATERIE PRIME E ALTRI MATERIALI	37	44
- ALTRI COSTI (SERVIZI E ONERI DIVERSI)	1.182	1.246
= VALORE AGGIUNTO	3.066	3.126
- COSTO DEL PERSONALE	214	210
= MARGINE OPERATIVO LORDO	2.852	2.916
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	640	722
- ALTRI ACCANTONAMENTI	34	77
= RISULTATO OPERATIVO	2.177	2.117
- ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI	49	-45
+ COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	36	17
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	2.093	2.145
- IMPOSTE	793	859
= UTILE (PERDITA) LORDO D'ESERCIZIO	1.299	1.286
- ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.	132	-53
= UTILE (PERDITA) NETTO D'ESERCIZIO	1.167	1.339
FABBISOGNO DI CAPITALE E SUA COPERTURA		
IMMOBILIZZAZIONI NETTE	5.704	5.454
CAPITALE DI ESERCIZIO NETTO	740	717
CAPITALE INVESTITO NETTO	6.444	6.171
PATRIMONIO NETTO COMPLESSIVO	3.989	4.168
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	2.455	2.003
CASH FLOW = utile lordo d'esercizio + ammort.ti + accan.ti	1.974	2.085
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE = utile lordo d'esercizio/patrimonio netto complessivo	32,6	30,9
ROI = risultato operativo / capitale investito netto	33,8	34,3
ROS = risultato operativo / fatturato	27,1	25,5
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	0,70	0,76
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	0,62	0,48
IMMOBILIZZAZIONI NETTE/ CAPITALE INVESTITO NETTO	0,89	0,88
DATI TECNICI		
NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO	4.855	4.742
GAS ACQUISTATO DISTRIBUZIONE PRIMARIA (in milioni di mc)	56.248	60.581
GAS VENDUTO DISTRIBUZIONE PRIMARIA (in milioni di mc)	55.685	60.235
GAS TRASPORTATO C/TERZI (in milioni di mc)	9.955	11.271
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI	526	416
UTENTI ALLACCIATI ALLA RETE SNAM	6.405	6.428

CONTINUA
↓

TAV. 3.2 **CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: ITALGAS S.P.A.**
(SEGUE)

Milioni di euro

CONTO ECONOMICO	31/12/98	31/12/99
FATTURATO (ricavi delle vendite e delle prestazioni)	1.939	1.912
DI CUI DEL SETTORE GAS	1.902	1.877
<i>PARI A % DEL TOTALE FATTURATO</i>	<i>98,1</i>	<i>98,2</i>
+ INCREMENTI DI IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI	64	75
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	83	99
= VALORE DELLA PRODUZIONE	2.086	2.086
- CONSUMI GAS NATURALE	1.120	1.087
- CONSUMI MATERIE PRIME E ALTRI MATERIALI	58	57
- ALTRI COSTI (SERVIZI E ONERI DIVERSI)	160	144
= VALORE AGGIUNTO	748	798
- COSTO DEL PERSONALE	269	266
= MARGINE OPERATIVO LORDO	479	532
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	295	219
- ALTRI ACCANTONAMENTI	6	13
= RISULTATO OPERATIVO	178	300
- ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI	17	-2
+ COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	-3	-16
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	163	318
- IMPOSTE	76	124
= UTILE (PERDITA) LORDO D'ESERCIZIO	87	194
- ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.	20	38
= UTILE (PERDITA) NETTO D'ESERCIZIO	66	156
FABBISOGNO DI CAPITALE E SUA COPERTURA		
IMMOBILIZZAZIONI NETTE	1.994	2.073
CAPITALE DI ESERCIZIO NETTO	-138	-381
CAPITALE INVESTITO NETTO	1.856	1.692
PATRIMONIO NETTO COMPLESSIVO	1.210	1.274
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	645	418
CASH FLOW = utile lordo d'esercizio + ammort. + accan.ti	387	426
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE = utile lordo d'esercizio/patrimonio netto complessivo	7,1	15,2
ROI = risultato operativo/capitale investito netto	9,6	17,7
ROS = risultato operativo/fatturato	9,2	15,7
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/IMMOBILIZZAZIONI NETTE	0,61	0,61
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/PATRIMONIO NETTO	0,53	0,33
IMMOBILIZZAZIONI NETTE/CAPITALE INVESTITO NETTO	1,07	1,23
DATI TECNICI		
NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO	6.856	6.713
GAS VENDUTO (in milioni di mc)	6.887	7.110
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI	233	238
UTENTI	4.349.031	4.458.425

CONTINUA
↓

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

TAV. 3.2 CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE DEL GAS NATURALE: CAMUZZI - GAZOMETRI S.P.A.
(SEGUE)

Milioni di euro

CONTO ECONOMICO	31/12/98	31/12/99
FATTURATO (ricavi delle vendite e delle prestazioni)	350,1	361,7
DI CUI DEL SETTORE GAS	345,2	353,3
<i>PARI A % DEL TOTALE FATTURATO</i>	<i>98,6</i>	<i>97,7</i>
+ INCREMENTI DI IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI	16,0	16,7
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	5,2	7,9
= VALORE DELLA PRODUZIONE	371,4	386,4
- CONSUMI GAS NATURALE	217,4	219,0
- CONSUMI MATERIE PRIME E ALTRI MATERIALI	12,9	13,3
- ALTRI COSTI (SERVIZI E ONERI DIVERSI)	18,7	21,4
= VALORE AGGIUNTO	122,3	132,6
- COSTO DEL PERSONALE	37,8	40,7
= MARGINE OPERATIVO LORDO	84,5	91,9
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	40,4	45,3
- ALTRI ACCANTONAMENTI	0,4	0,2
= RISULTATO OPERATIVO	43,8	46,4
- ONERI (PROVENTI) FINANZIARI NETTI	-7,3	-9,0
+ COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	1,5	2,7
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	49,6	52,7
- IMPOSTE	22,8	23,3
= UTILE (PERDITA) LORDO D'ESERCIZIO	26,8	29,4
- ACCANTONAMENTI EFF. IN APPLICAZ. DI NORME TRIB.	0,0	0,0
= UTILE (PERDITA) NETTO D'ESERCIZIO	26,8	29,4
FABBISOGNO DI CAPITALE E SUA COPERTURA		
IMMOBILIZZAZIONI NETTE	464,6	626,7
CAPITALE DI ESERCIZIO NETTO	-107,0	-117,0
CAPITALE INVESTITO NETTO	357,5	509,7
PATRIMONIO NETTO COMPLESSIVO	168,0	193,9
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	189,5	315,8
CASH FLOW = utile lordo d'esercizio + ammort. + accan.ti	67,5	74,9
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE = utile lordo d'esercizio/patrimonio netto complessivo	16,0	15,2
ROI = risultato operativo/capitale investito netto	12,2	9,1
ROS = risultato operativo/fatturato	12,5	12,8
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	0,36	0,31
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	1,13	1,63
IMMOBILIZZAZIONI NETTE/ CAPITALE INVESTITO NETTO	1,30	1,23
DATI TECNICI		
NUMERO MEDIO DIPENDENTI NELL'ANNO	975	998
GAS VENDUTO (in milioni di mc)	1.340,1	1.441,7
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZI MATERIALI	53,9	60,3
UTENTI	763.128	822.851

Per quanto riguarda la Snam S.p.A., i risultati di bilancio per il 1999 sono positivi, sebbene inferiori a quelli dell'anno precedente. Il fatturato dell'esercizio è aumentato di oltre il 3 per cento, in concomitanza con l'aumento delle quantità di gas trasportate. Mostra una variazione positiva di oltre il 2 per cento anche il margine operativo lordo, cui ha contribuito la riduzione del costo del lavoro, diminuito anche a seguito di riduzioni di personale, mentre il costo di acquisto delle materie prime è salito a causa del rincaro delle materie prime internazionali a cui il prezzo del gas è agganciato. La redditività sul capitale investito è migliorata, sia pure lievemente, passando dal 33,8 per cento al 34,3 per cento, così come la gestione finanziaria, che ha beneficiato di una minore incidenza degli oneri finanziari. Ne è derivato un utile netto pari a oltre 1.300 milioni di euro, superiore del 14,7 per cento a quello dell'anno precedente. I risultati di gestione si sono riflessi nell'elevata redditività del capitale, che è tuttavia calata dal 32,6 al 30,9 per cento. Gli investimenti in immobilizzazioni materiali ammontavano a oltre 416 milioni di euro nel 1999, in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente.

Positivi sono anche i risultati delle maggiori imprese di distribuzione di gas: Italgas S.p.A e Camuzzi-Gazometri S.p.A., grazie alle politiche di razionalizzazione di processo e all'aumento delle quantità vendute. Nel 1999 miglioravano i risultati sia della gestione operativa sia di quella finanziaria per entrambe le società considerate, anche se con riflessi differenziati sugli indici di redditività. Nel caso di Italgas S.p.A. il Roi e il Ros si sono attestati su valori elevati, rispettivamente 17,7 e 15,7 per cento; il Roe è raddoppiato passando al 15,2 per cento. Nel caso di Camuzzi-Gazometri S.p.A. la redditività operativa del capitale è diminuita, mentre quella sulle vendite è rimasta pressoché invariata. La redditività sul capitale netto è invece peggiorata.

In entrambe le società i nuovi investimenti in immobilizzazioni materiali dimostrano fiducia nelle possibilità di espansione nel settore.

LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO

La struttura del mercato

Nel maggio 2000, con due mesi di anticipo sulla scadenza fissata a livello europeo, l'Italia ha adottato le disposizioni nazionali di attuazione della direttiva 98/30/CE concernente norme comuni per il mercato interno di gas naturale, con il decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164. Il decreto ha ridisegnato interamente la struttura del settore del gas in Italia, prevedendo che le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale siano libere e aperte alla concorrenza, nei limiti previsti dal medesimo decreto. In particolare, sul lato dell'offerta il decreto (vedi il [Capitolo 1](#)) ha definito le attività pertinenti alla filiera e ne ha modificato la regolazione, mentre sul lato della domanda ha creato nuove figure, i clienti idonei, titolati ad acquistare il gas da qualsiasi produttore, importatore o grossista e ad accedere alla rete di trasporto. L'insieme delle nuove disposizioni ha prodotto rilevanti stimoli alla riorganizzazione dell'intero settore, che sono stati subito raccolti dal mercato. Segnali concreti in tal senso si possono scorgere nelle numerose operazioni di aggregazione, tramite consorzi o accordi, tra distributori di piccole dimensioni, così come nelle mutate strategie delle maggiori imprese energetiche italiane, impegnate in politiche di acquisto di altre imprese al fine di accaparrarsi quote di mercato o *know how* in attività limitrofe, nonché nella creazione di associazioni o consorzi tra potenziali clienti, al fine di raggiungere la soglia minima di eleggibilità o una massa critica sufficiente a dare loro maggiore potere contrattuale. È prematuro tentare di comporre un quadro esaustivo di tutte le iniziative che si sono manifestate nel settore. Vale la pena, tuttavia, di citare le più importanti.

Numerose, per esempio, sono le operazioni di acquisizione di imprese distributrici che le maggiori imprese energetiche hanno realizzato negli ultimi mesi al fine di accrescere la propria quota di mercato in questa parte della filiera. Prima fra tutte Enel, che nel 2000 ha cominciato a espandersi attraverso l'acquisto di Colombo Gas S.p.A.. Quest'ultima svolge la propria attività sia direttamente sia attraverso società controllate (Camigas S.r.l., La Metanifera S.r.l., Energas Impianti S.r.l.) in diversi comuni della Lombardia, del Piemonte e dell'Emilia Romagna con un volume di circa 270 milioni di mc. Nel corso del primo trimestre del 2001 Enel ha poi acquisito le società Gruppo Brianza Gas, Gruppo Eurogasud, Gruppo Sogegas, Gruppo Sicim Edilgeo, la Metanifera Verbanese-Comedigas e Agas S.p.A. che complessivamente erogano circa 660

milioni di mc. Nel complesso, quindi, la dimensione di Enel nella distribuzione di gas ha quasi raggiunto 1 miliardo di mc.

In dicembre Edison Gas ha creato Blumet, una nuova società per l'approvvigionamento e la vendita di gas in Emilia Romagna insieme a Agac Reggio Emilia, Aimag Miraldola (MO), Meta Modena e Sat Sassuolo (MO). Nel 1999 le quattro società hanno complessivamente distribuito circa 1,15 miliardi di metri cubi di gas a un bacino d'utenza di oltre 400 mila unità, destinato a un ulteriore sviluppo. Nel giugno 2000 Edison ha poi sottoscritto un accordo con le aziende dei servizi pubblici a rete di Trieste (Acegas), Gorizia (Amg) e Udine (Amga) per gestire in modo competitivo e integrato la distribuzione e la vendita del gas naturale in Friuli-Venezia Giulia attraverso la creazione della società congiunta Estgas. All'inizio del mese di agosto è stato firmato l'atto costitutivo di Estgas, con capitale sociale iniziale di 500 mila euro, sottoscritto rispettivamente per il 34 per cento da Acegas e Amga, per il 22 per cento da Edison e per il 10 per cento da Amg. Estgas prevede di realizzare entro il 2001 un fatturato di circa 300 miliardi di lire in un'area con consumi complessivi di circa 1,4 miliardi di mc/anno, acquisendo circa il 23 per cento del mercato, con l'obiettivo di raggiungere una quota di circa il 40 per cento nel 2005. A metà dicembre Edison Divisione Gas ha acquisito il 100 per cento del capitale sociale della Veneto Gestione Servizi Pubblici Metano S.p.A., titolare di concessioni in dieci comuni in provincia di Vicenza, tutti contigui tra loro, con oltre 11 mila clienti civili e circa 23 milioni di mc di gas venduti annualmente. Con questa operazione Edison DG raggiunge circa 150 mila clienti residenziali, gestiti direttamente e tramite società collegate, concentrati nel nord est, in Emilia Romagna e nel Lazio.

Camuzzi Gazometri, dopo Italgas il primo operatore privato nella distribuzione in Italia, ha incrementato la propria quota di mercato nella distribuzione attraverso l'acquisto dell'intero capitale sociale della Mariani Energia che, direttamente e tramite la controllata Medigas, svolge attività di distribuzione secondaria del gas naturale in Piemonte, Friuli Venezia-Giulia e marginalmente in Veneto; inoltre, ha acquistato Basil Gas, Brembo Gas, Metanodotti Gescoservizi, Idraulica e una partecipazione del 90 per cento in Natural Gas. A sua volta, Basil Gas si è impegnata ad acquistare, e successivamente a cedere a Camuzzi, la quota non ancora in suo possesso (50 per cento) nella Sodgas. Attraverso questa operazione Camuzzi eserciterà altresì il controllo esclusivo anche su Codmeta, attualmente controllata da Gescoservizi, e Sodgas, controllata da Basil Gas.

Tra le operazioni di aggregazione di società di distribuzione sono invece da menzionare la creazione di Gas Plus e Plurigas. In entrambi i casi si tratta della formazione di consorzi di società al fine di raggiungere una determi-

nata massa critica necessaria per trattare alla pari con i grandi fornitori nazionali e internazionali di gas naturale e di spuntare, in tal modo, migliori condizioni di acquisto della materia prima. Creato nel luglio 2000 da Gas It (la federazione associata delle aziende private che producono e/o distribuiscono gas a mezzo rete urbana), Gas Plus è un consorzio di piccole e medie aziende distributrici il cui fabbisogno complessivo supera i 4 miliardi di mc all'anno. Gas Plus ha siglato un accordo preliminare con British Gas International per la fornitura di un miliardo di mc all'anno di gas di importazione e un'analoga quantità dovrebbe essere fornita da Snam a condizioni definite competitive. Plurigas è la società in cui si sono consorziate Aem Milano, con una quota del 40 per cento, Amga Genova e Asm Brescia, entrambe con una quota del 30 per cento. Creata per l'importazione nel mercato all'ingrosso del gas naturale, Plurigas ha un fabbisogno di gas che supera i 3 miliardi di mc annui.

Con analoghe finalità di acquisto del gas a condizioni competitive sono stati costituiti anche consorzi tra imprese utilizzatrici di gas. Tra questi il Consorzio Orobie Energia, promosso dall'Unione Industriali di Bergamo, il Consorzio Eneco 3, che ha sottoscritto un accordo con Snam, e il Consorzio Libera Energia, formato da alcuni rivenditori di prodotti petroliferi della Lombardia, che ha iniziato ad alimentare le centrali termiche della clientela dei consorziati con una prima quota di 40 milioni di mc di Gnl acquistato dall'Enel Fuel Trading Logistics S.p.A. nel settembre 2000.

La riorganizzazione del settore del gas ha cominciato a produrre qualche effetto anche in termini di modifica delle condizioni contrattuali: alla fine di luglio Snam e Assolombarda hanno firmato un protocollo di intesa finalizzato alla stipula di contratti di fornitura di gas naturale a consorzi di imprese che possono accedere al libero mercato in quanto clienti idonei. Questo per offrire alle imprese un quadro di riferimento coerente per la stipula di accordi di fornitura di gas naturale e promuovere la costruzione di consorzi d'acquisto tra le associate ad Assolombarda, con una riduzione di costo per i clienti finali rispetto agli attuali prezzi.

Il mercato locale del GPL e degli altri gas

L'estensione della metanizzazione nel Paese nel corso degli ultimi venticinque anni ha portato a un forte sviluppo delle reti di media e bassa pressione, passate da poco più di 40.000 km a circa 175.000 km nel 2000. Nello stesso arco di tempo, gli utenti sono passati da 6,5 milioni di unità a oltre 15 milioni. Importanti progetti di metanizzazione sono attualmente in fase di realizzazione o di avvio in Sardegna, nelle zone interne della Sicilia e in alcune aree

della Puglia (Gargano, Salento, Daunia) e della Calabria, compresa la città di Reggio Calabria, per la cui metanizzazione sono previsti contributi da parte dello Stato.

Per quanto riguarda i comuni ancora sprovvisti del servizio gas, si osserva che:

- tutte le province italiane sono raggiunte dalla rete dei gasdotti ad alta pressione, fatta eccezione per la Sardegna e la provincia di Sondrio;
- le aree non ancora dotate del servizio gas sono concentrate in Val d'Aosta, Trentino Alto Adige, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia; si tratta di zone in generale montuose o collinari o rurali, caratterizzate dalla lontananza dai gasdotti e dalla forte dispersione abitativa.

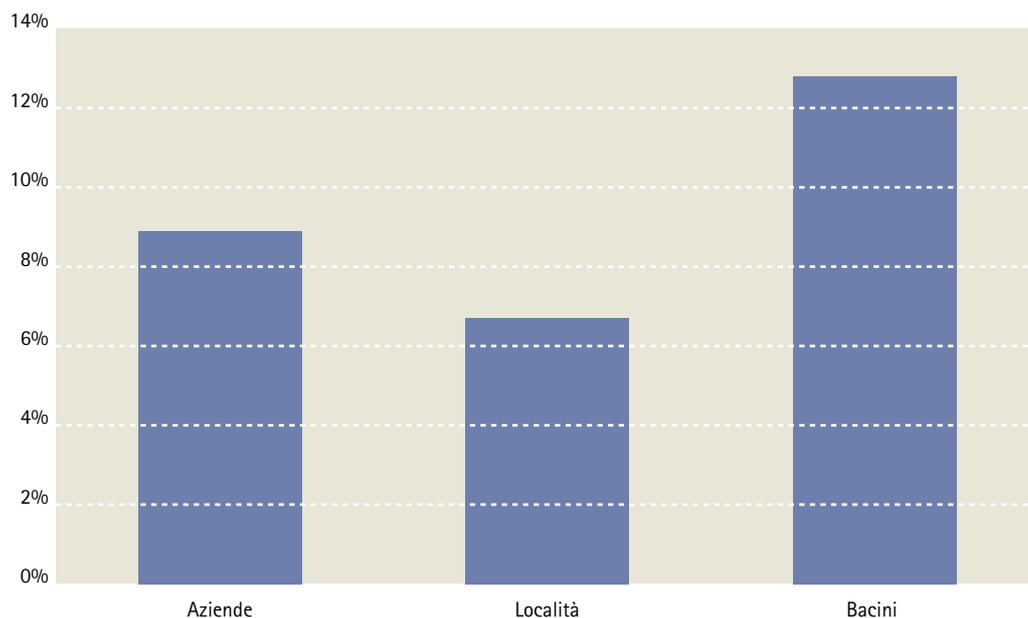
In queste zone, oltre che nelle frazioni isolate o in località sparse, difficilmente raggiungibili dal servizio gas naturale, pur appartenendo a comuni metanizzati, si sta diffondendo da alcuni anni il servizio di GPL canalizzato in rete, in alternativa all'installazione privata di piccoli serbatoi di GPL o di serbatoi di gasolio o di olio combustibile. Le località con distribuzione a mezzo rete di GPL sono attualmente (al 31 dicembre 2000) 407 sulle 6.067 totali con un numero di utenze stimate per eccesso in circa 30.000, caratterizzate da un consumo medio annuo per utente di 400-600 kg. di gas, pari a 550-800 mc equivalenti di gas naturale.

Nelle reti di distribuzione a GPL viene normalmente immesso, previa gassificazione, il propano commerciale: una miscela di idrocarburi nella cui composizione chimica sono presenti, oltre al propano, che ne costituisce il maggior componente, anche il butano e alcuni insaturi di caratteristiche analoghe. Le reti di distribuzione presentano un rapporto iniziale tra lunghezza media della rete e numero medio di utenti allacciati pari a 37 metri per utente; tale rapporto, una volta acquisita tutta l'utenza sotto rete, si attesta in genere tra i 25 e i 30 metri per utente.

Alla fine del 2000 le aziende che distribuivano GPL erano 69 sulle 775 totali. L'articolazione tariffaria del GPL si estende su 161 bacini tariffari sui 1.259 totali. Le quote della distribuzione canalizzata di GPL sul mercato totale della distribuzione a mezzo di rete in termini di aziende, località e bacini sono rappresentate nella [Fig. 3.1](#).

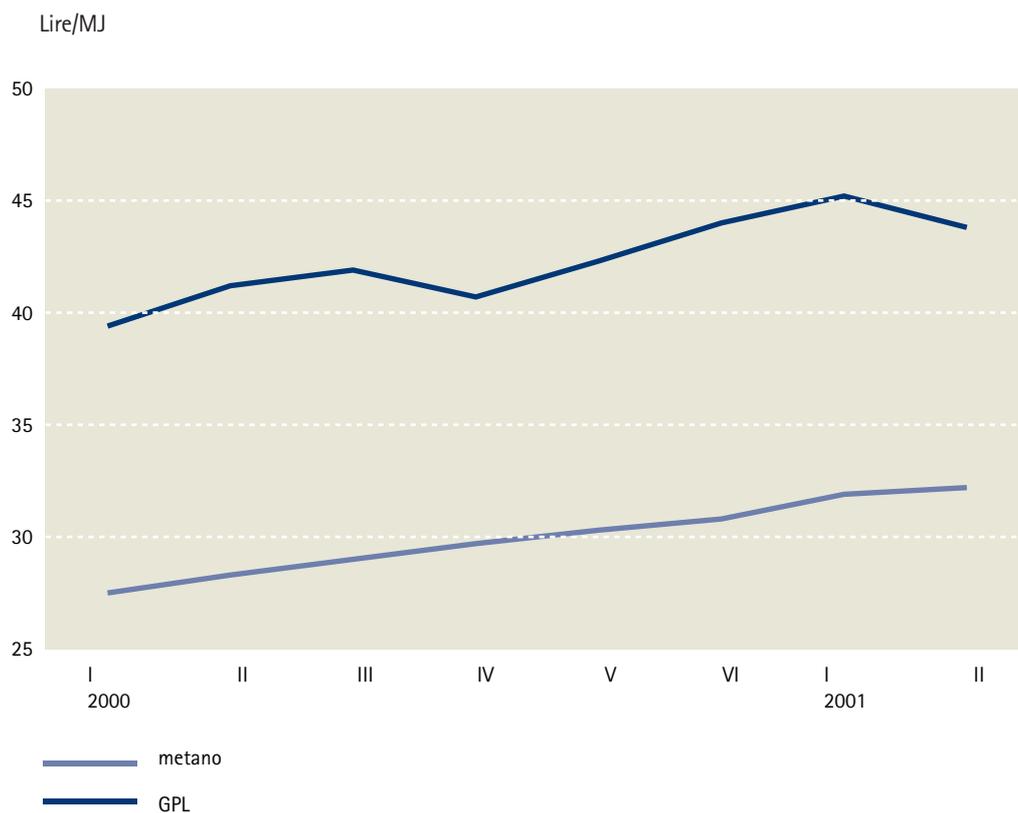
FIG. 3.1 QUOTE DELLA DISTRIBUZIONE CANALIZZATA DI GPL
SUL TOTALE DELLA DISTRIBUZIONE

Quote percentuali al 31.12.2000 della distribuzione canalizzata di GPL in termini di aziende, località e bacini



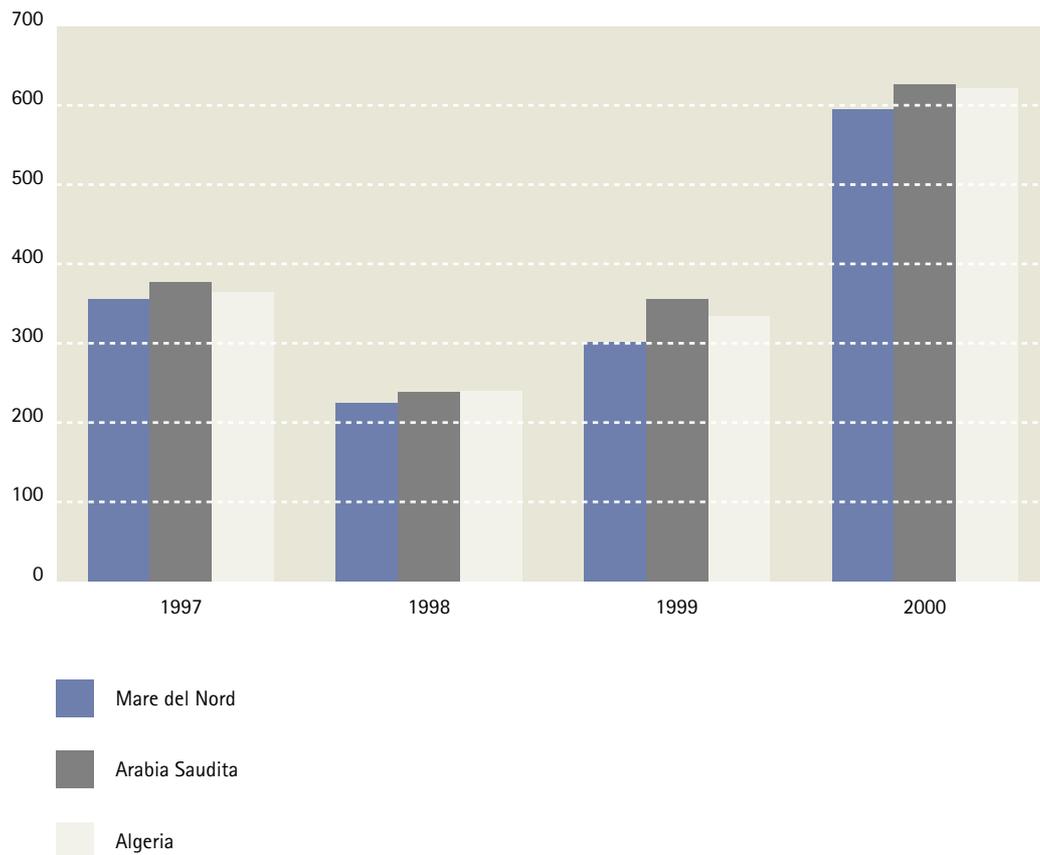
Il prezzo medio del GPL è più elevato rispetto a quello del gas naturale: espresso in lire per metro cubo, il prezzo medio del GPL nel 2000 si è attestato intorno alle 4.214 lire contro le 1.130 lire del metano. Perché il confronto non sia fuorviante occorre, tuttavia, considerare che il potere calorifico del GPL è molto superiore a quello del gas metano. Alle condizioni standard - temperatura di 15°C e pressione assoluta di 1,01325 bar - il potere calorifico di riferimento assume il valore di 38,1 MJ/mc (ovvero 9.100 kcal/mc) per il gas naturale e il valore di 50,24 MJ/kg, equivalente a 100,06 MJ/mc (23.900 kcal/mc) per il GPL. Esprimendo il prezzo del GPL e del metano in termini di lire per MJ si ottiene il raffronto, raffigurato nella Fig. 3.2, tra il prezzo del GPL (42 lire) e quello del gas metano (30 lire) che evidenzia una differenza proporzionalmente molto più contenuta (intorno alle 12 lire nel 2000).

FIG. 3.2 PREZZO DEL GPL E DEL METANO A CONFRONTO



Tra il gennaio 2000 e il gennaio 2001 il prezzo finale del GPL è considerevolmente aumentato, nella misura del 14,8 per cento, a causa del forte rincaro del prezzo internazionale del propano. Al pari del metano, anche il prezzo del GPL è strettamente legato all'andamento del costo della materia prima. In base alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 24 aprile 1999 n.52, per i bacini serviti con GPL - propano puro o miscelato - l'indicizzazione delle tariffe per la parte relativa al costo della materia prima fa riferimento alle quotazioni di propano, *posting/contracts*, pubblicate da Platt's LP Gaswire, relative ai principali mercati: Algeria, Arabia Saudita e Mare del Nord.

FIG. 3.3 PREZZI MEDI FOB POSTING/CONTRACTS DEL PROPANO PER PAESE DI ORIGINE
Lire/Kg



Fonte: Platt's.

Come si vede nella Fig. 3.3, nello stesso periodo (gennaio 2000 - gennaio 2001) il costo di importazione del propano è passato in media da circa 519 a 721 lire/kg. Più precisamente, il prezzo internazionale della materia prima proveniente dal Mare del Nord è salito del 32 per cento, quello proveniente dall'Arabia Saudita del 41 per cento, quello di origine algerina del 44 per cento.

Gli assetti proprietari delle reti di trasporto nazionali

Infrastrutture di trasporto in territorio nazionale

Le reti di trasporto in territorio nazionale sono costituite da circa 30.000 km di gasdotti prevalentemente eserciti in alta pressione, facenti capo ad un ristretto numero di imprese, ciascuna delle quali gestisce la propria rete coordinandosi con le altre.

Le imprese che gestiscono le reti sono: Snam S.p.A., Edison Gas S.p.A., Società Gasdotti del Mezzogiorno S.p.A. (Sgm) e Transmediterranean Pipeline Co. Ltd. (Tmpe).

La rete di trasporto Snam si compone di circa 29.000 km di gasdotti di vario diametro, eserciti prevalentemente in alta pressione. Fanno parte di questa rete tutti i gasdotti interconnessi con i gasdotti di importazione per il gas naturale proveniente dall'Algeria, dalla Russia, dall'Olanda e dal terminale di rigassificazione di Panigaglia. L'insieme di questi gasdotti converge in una struttura magliata, ubicata nella pianura padana, alla quale fanno capo anche la maggioranza degli stoccaggi nazionali. La rete Snam conta ventuno stazioni di compressione la cui potenza complessiva installata è di circa 1.000 MW. La rete comprende anche gli impianti di smistamento del gas, di riduzione e regolazione della pressione, di trattamento del gas e di ispezione delle condotte, oltre al sistema di telecontrollo che fa capo al centro Snam di supervisione e controllo (dispacciamento).

La rete di trasporto Tmpe è costituita dai gasdotti di attraversamento del Canale di Sicilia per l'importazione verso l'Italia di gas algerino. Complessivamente si estende per 780 km, ripartiti su cinque condotte. La parte in territorio nazionale è formata dai 132,5 km di condotte posate entro il limite del mare territoriale italiano. La società Tmpe è controllata al 50 per cento da Snam e dalla società algerina Sonatrach.

La rete di trasporto Edison Gas è costituita da diversi gasdotti per una lunghezza complessiva di circa 600 km, realizzata nei primi anni Sessanta per lo sfruttamento dei giacimenti in coltivazione del Centro Italia ed estesa negli anni successivi. Di recente è stato posato un gasdotto per consentire l'integrazione della rete Edison Gas presente in territorio marchigiano-abruzzese con la rete Sgm che si estende dal Lazio alla Puglia. Il sistema Edison Gas è interconnesso con giacimenti locali e con la rete di trasporto Snam in tre punti. Edison Gas dispone inoltre di altre piccole reti in alta pressione in Veneto, in Calabria e in Sicilia.

La rete di trasporto Sgm, realizzata a partire dal 1966, alimenta clienti industriali e civili in Lazio, Campania, Molise e Puglia. La lunghezza complessiva è di circa 500 km. La rete è alimentata con il gas proveniente da due giac-

cimenti locali, da due punti di interconnessione con la rete Snam e da un punto di interconnessione con la rete Edison Gas. La società Sgm è controllata dal Gruppo Edison.

Gasdotti esteri di importazione

Il sistema nazionale del gas è alimentato prevalentemente con gas di importazione che viene preso in consegna in territorio estero e convogliato verso il territorio italiano per mezzo di grandi gasdotti internazionali. Queste opere sono state realizzate in gran parte attraverso *project financing* con distinzione tra titolarità della proprietà dell'infrastruttura e diritti d'uso (o diritti di trasporto), conferiti a soggetti societari distinti. Spesso, infatti, il diritto d'uso risulta assegnato a terzi con contratti di lungo periodo (regime di *contract carriage*). Il prezzo dell'uso del servizio di trasporto nel gasdotto è in genere stabilito negli accordi stessi di finanziamento e i proventi che ne derivano sono gestiti da un fiduciario che ne cura la distribuzione tra gli aventi diritto (finanziatori e altri) nel quadro di un complesso sistema di garanzie.

Nel territorio dell'Unione europea i gasdotti che convogliano il gas verso il nostro paese sono:

- il gasdotto Tenp per l'importazione in Italia di gas olandese. Il gasdotto attraversa Germania e Svizzera per una lunghezza complessiva di 600 km (500 di linea semplice e 100 in raddoppio) ed è dotato di quattro stazioni di compressione. Entro il 2003 la linea sarà quasi completamente raddoppiata con la realizzazione di ulteriori 370 km di condotte. La proprietà del gasdotto è di Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH, collegata a Snam che ne detiene il 49 per cento delle quote tramite Snam International Bv; titolare dei diritti di trasporto è la società Trans European Natural Gas Pipeline Finance Co. Ltd., anch'essa collegata a Snam che ne detiene il 50 per cento delle quote;
- il gasdotto Tag per l'importazione in Italia di gas proveniente dalla Russia. Il gasdotto attraversa la Repubblica Ceca e l'Austria, è composto da due linee di 380 km ciascuna ed è dotato di tre stazioni di compressione. Dal 2007 sarà operativa una terza linea. La proprietà del gasdotto è della società austriaca Omv. Titolare dei diritti di trasporto è Trans Austria Gasline Finance Co. Ltd. controllata da Snam che detiene il 95 per cento delle quote;
- il gasdotto Transitgas per l'importazione verso l'Italia di gas olandese e, in futuro, di gas norvegese. Il gasdotto attraversa il territorio svizzero, dove si connette al gasdotto Tenp, e ha una lunghezza complessiva pari a 200 km (di cui 165 di linea semplice e 33 in raddoppio). Entro il 2002 se ne prevede il potenziamento. Sia la proprietà del gasdotto sia la titolarità dei diritti

di trasporto sono di Transitgas Ag. controllata per il 46 per cento da Snam, tramite Snam International Bv.

Nel territorio extra europeo i gasdotti che convogliano il gas verso il nostro paese sono:

- il gasdotto transtunisino per l'importazione verso l'Italia di gas algerino. Il gasdotto, costituito da due linee di 370 km ciascuna e dotato di tre stazioni di compressione, attraversa il territorio tunisino e la frontiera con l'Algeria fino alla località di Cap Bon, sul Canale di Sicilia. La proprietà del gasdotto è della società Sotugat, interamente controllata dallo Stato tunisino. Titolare dei diritti di trasporto è invece la società Trans Tunisian Pipeline Co. Ltd., interamente controllata da Snam;
- il gasdotto Tmpc per l'importazione verso l'Italia di gas algerino. Il gasdotto realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia, da Cap Bon a Mazara del Vallo. Tale tratto si trova nella sua parte iniziale nel mare territoriale tunisino e nella sua parte finale, come si è visto, nel mare territoriale italiano. È composto da tre linee di 155 km di lunghezza ciascuna, posate agli inizi degli anni Ottanta, e da due linee di 156 km di lunghezza ciascuna, posate nel 1994. La parte ricadente nel mare territoriale italiano, come si è detto, ammonta complessivamente a 132,5 km. La proprietà e la titolarità dei diritti di trasporto sono della società Tmpc (vedi sopra: [Infrastrutture di trasporto in territorio nazionale](#)).

Terminale di rigassificazione

In Italia esiste un solo terminale di rigassificazione del gas naturale liquefatto, ubicato a Panigaglia, presso La Spezia, realizzato alla fine negli anni Settanta e ammodernato negli anni Novanta. Il GNL viene scaricato in fase liquida dalle navi metaniere a una temperatura di circa -160° C in due serbatoi di capacità complessiva pari a circa 1 milione di mc geometrici, e successivamente immesso nel gasdotto Snam dopo la vaporizzazione e compressione.

Stoccaggi

Il sistema italiano di stoccaggi, costituito da giacimenti esauriti gestiti da Eni ed Edison Gas, rappresenta il necessario complemento al sistema di trasporto e approvvigionamento, per la forte dipendenza dell'Italia da fonti estere e distanti.

Eni gestisce otto stoccaggi, sette dei quali ubicati nella pianura padana e uno nell'Italia centrale. Complessivamente la riserva attiva, formata dal gas estraibile e reiniettabile ciclicamente (*working gas*), ammonta a circa 15 Gmc.

Edison Gas dispone di due piccoli stoccaggi in Abruzzo e in Veneto, con una riserva attiva di circa 120 Mmc.

Reti di distribuzione

Le reti di distribuzione connesse alla rete di trasporto si estendono per circa 175 mila km, con gasdotti eserciti prevalentemente in media e bassa pressione suddivisi tra circa 780 esercenti.

La rete nazionale dei gasdotti

Ai sensi del dlgs. n.164/00, il 22 dicembre 2000 il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con proprio decreto, ha individuato la rete nazionale dei gasdotti e provvederà ad aggiornarla entro il 30 giugno di ogni anno. La composizione della rete nazionale, sulla quale l'Autorità per l'energia elettrica e il gas era stata chiamata a pronunciarsi con un parere (delibera [n.186/00 del 12 ottobre 2000](#)), è illustrata nel Capitolo 5. La rete così individuata si estende per 8.337 km, dei quali 463 in completamento, o con istruttoria già in corso a quella data ([Tav. 3.3](#)).

In base agli allegati del decreto ministeriale citato è possibile conoscere, per ciascun gasdotto della rete nazionale, il diametro, la lunghezza, l'anno di entrata in esercizio e la società proprietaria.

TAV. 3.3 RETE NAZIONALE DEI GASDOTTI: LUNGHEZZA IN KM PER TIPOLOGIA DI GASDOTTO E PROPRIETARI

TIPOLOGIA DI GASDOTTO	PROPRIETARIO			
	SNAM	TMPC	EDISON GAS	GREENSTRIM
a) Ricadenti in mare	111,5	132,5	-	-
b) Di importazione e esportazione	4.786,0	-	-	-
c) Collegati agli stoccaggi	166,0	-	23,0	-
d) Interregionali funzionali al sistema gas	2191,0	-	94,0	-
e) Funzionali al sistema gas	370,0	-	-	-
f) In costruzione o autorizzati	438,5	-	-	24,5
TOTALE	8063,0	132,5	117,0	24,5

Fonte: Decreto Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000.

La definizione della rete nazionale di gasdotti rappresenta un passaggio importante anche in funzione del trasferimento alle Regioni delle competenze amministrative in tema di energia.

L'assetto organizzativo dei mercati regolamentati del gas

L'esperienza di altri paesi mostra che, con la liberalizzazione del mercato, il processo di formazione dei prezzi del gas basato su contratti di lungo termine, indicizzati a panieri di fonti energetiche alternative, viene sostituito da forme di determinazione basate sull'interazione tra le forze di domanda e di offerta attraverso lo sviluppo di prezzi *spot* e di mercati *forward* e *future*.

La velocità di tale sostituzione dipende dall'effettivo grado di liberalizzazione raggiunto dal mercato del gas. Tra le più importanti condizioni vi sono la numerosità degli operatori, produttori e *trader*, e il loro effettivo accesso al mercato. Inoltre, poiché il gas naturale è un prodotto la cui fornitura richiede il trasporto di massa tra luoghi di produzione e consumo molto distribuiti sul territorio e di volumi fortemente variabili nel tempo, la formazione dei prezzi *spot* non può essere disgiunta dal luogo di riferimento della transazione. Sotto questo profilo assumono quindi particolare importanza i centri di mercato, noti nella terminologia americana come *hub*.

Condizioni tecniche necessarie per la nascita di un *hub* del gas naturale in una data località sono l'esistenza di metanodotti ad alta pressione interconnessi tra loro, l'accessibilità di stoccaggi preferibilmente a elevata erogabilità e la vicinanza di centri a elevato consumo con caratteristiche di interrompibilità. Tuttavia, perché un *hub* divenga un centro di mercato e non rimanga solamente un centro di dispacciamento, è cruciale che ad esso abbiano accesso una molteplicità di operatori, attivi sul lato dell'offerta e della domanda, e di imprese di commercializzazione all'ingrosso in grado di integrare l'attività di acquisto/vendita del prodotto fisico con coperture finanziarie sui mercati *futures*. L'affermazione di un *hub* come centro di mercato dipende, infine, dal grado di liquidità e spessore del mercato fisico, dall'efficienza informativa delle quotazioni necessarie per le transazioni e dall'offerta di un'ampia gamma di servizi di stoccaggio, trasporto e modulazione. È la disponibilità di tali servizi che consente infatti di sfruttare le opportunità derivanti, per esempio, dalle caratteristiche dei contratti di approvvigionamento, dalla stagionalità diversa tra mercati finali, da variazioni imprevedibili nei fabbisogni che richiedono il parcheggio del gas, dall'arbitraggio tra possibili utilizzi del gas in relazione alla generazione elettrica e ai contratti interrompibili, dai differenziali tra mercati fisici e finanziari e così via.

In Nord America si contano oggi oltre 40 *hub* le cui caratteristiche variano notevolmente; in media, tuttavia, un *hub* possiede circa otto interconnessioni tra gasdotti, un transito complessivo di 16 Gmc all'anno e un transito di picco di 65 Mmc al giorno, quattro stoccaggi con una capacità complessiva di circa 1,5 Gmc di *working gas*.

Mercati spot e futures negli Stati Uniti

I mercati *spot* sono emersi negli Stati Uniti nei primi anni Ottanta grazie alla deregolamentazione dei prezzi seguita al *Natural Gas Policy Act* del 1978, il cui principale obiettivo era di stimolare la produzione. L'abbondanza di gas, favorita dalla deregolamentazione dei prezzi, e la presenza di numerosi operatori, che ha sensibilmente elevato il grado di concorrenza, hanno permesso agli acquirenti di sganciarsi progressivamente dai contratti di lungo termine a favore del mercato *spot*. L'importanza di quest'ultimo nella vendita di gas naturale, che nel 1983 era appena del 5 per cento, è quindi progressivamente cresciuta sino a raggiungere il 70 per cento alla fine degli anni Ottanta e il 95 per cento nel 1995. La difficoltà di prevedere il fabbisogno di gas naturale, parzialmente legato a eventi aleatori, e quindi della programmazione logistica della sua fornitura, si riflette in un'elevata volatilità del prezzo *spot*, che ha portato allo sviluppo di prodotti finanziari per la gestione del rischio. Nell'aprile del 1990 è stato lanciato un primo contratto *future* dal New York Mercantile Exchange (Nymex) per consegne a Henry Hub in Louisiana. Il successo di tale contratto è indicato dal valore delle transazioni, che oggi supera di cento volte il valore delle vendite fisiche. Più recentemente è stato introdotto negli Stati Uniti anche un secondo contratto a termine della Kansas City Board of Trade per consegne a Waha Hub nel Texas.

La deregulation del settore del gas negli Stati Uniti

Diversamente dall'Unione europea, dove la liberalizzazione del settore elettrico e del gas fanno parte di un più ampio processo di creazione del mercato unico europeo, negli Stati Uniti la deregolamentazione dei settori energetici si è sviluppata in risposta a problemi stringenti di approvvigionamento dell'energia.

A partire dall'inizio degli anni settanta la produzione di gas naturale, dopo due decenni di vigorosa crescita, iniziava a calare, nonostante l'aumento dei prezzi seguito alla prima crisi petrolifera. Negli anni ottanta la crescente esposizione debitoria delle utility elettriche, gravate dai costi della legislazione ambientale e della sicurezza nucleare dopo l'incidente di Three Miles Island, portava a una flessione degli investimenti e a una progressiva riduzione della riserva elettrica. La successione temporale di queste vicende si riflette nella sequenza degli atti di deregolamentazione, con il riordino del settore del gas che ha preceduto di circa un decennio di anticipo quello del settore elettrico.

L'esercizio di poteri monopolistici da parte delle compagnie di trasporto del gas naturale assume visibilità già nei primi decenni del secolo scorso con la crescente importanza del commercio interstatale, tra regioni produttrici e consumatrici, escluso dal controllo dei singoli stati. Tale potere diventava particolarmente evidente con l'integrazione verticale a monte nella fase di produzione del gas.

La regolamentazione del settore è stata avviata con il Natural Gas Act del 1938 che affidava alla Federal Power Commission (FPC) la regolazione del trasporto e della vendita del gas nel commercio interstatale. Tuttavia, solo dopo lunghe resistenze delle compagnie petrolifere e a seguito della sentenza della Corte Suprema sul caso della Phillips Petroleum, nel 1954 la FPC riusciva a regolamentare il prezzo del gas naturale a bocca di pozzo destinato al commercio interstatale, fissandolo in base ai costi storici di esplorazione e sviluppo. In quanto organo federale, la FPC non aveva alcuna competenza sui prezzi e sulle tariffe all'interno dei singoli stati: si creavano in tal modo forti disparità nei prezzi finali, che toccavano livelli fino a tre volte superiori nei mercati statali rispetto a quelli interstatali, dove era concentrata la crescita della domanda. A partire dai primi anni settanta gli scompensi nel mercato del gas si riflettevano in un calo della produzione e in una progressiva rarefazione del gas destinato agli stati importatori che culminava in interruzioni delle forniture nell'inverno del 1977 con la chiusura di scuole e fabbriche.

Con l'obiettivo di ricostituire un mercato funzionante, il Natural Gas Policy Act del 1978 stabiliva un programma per la deregolamentazione dei prezzi alla produzione da attuare entro gli anni ottanta sotto il controllo della Federal Energy Regulatory Commission (FERC), che aveva sostituito la FPC nel 1977. Al fine di eliminare gli squilibri tra il commercio statale e interstatale, veniva autorizzato l'accesso di gas di proprietà dei trasportatori statali ai metanodotti interstatali.

Questa disposizione aveva modeste ripercussioni, come pure l'Ordine n. 380 emanato dalla FERC nel 1984 che svincolava i distributori locali dall'obbligo di acquistare gas dalle imprese di trasporto, lasciandoli liberi di contrattare direttamente con i produttori indipendenti.

Solo a partire dal 1985 la FERC inizia ad aprire il mercato mediante l'Ordine n. 436 che obbligava le compagnie a separare i servizi di trasporto dalle attività di produzione e a dare accesso a terzi sui loro metanodotti per il trasporto interstatale del gas. Anche questa azione non aveva pieno effetto fino all'emanazione nel 1987 dell'Ordine n. 500 che autorizzava le compagnie di trasporto a recuperare il 75 per cento degli stranded cost derivanti da contratti take or pay con i produttori indipendenti.

Il passaggio del Wellhead Decontrol Act nel 1989 ha segnato il completamento della deregolamentazione dei prezzi alla produzione. Tuttavia, le imprese di trasporto, in quanto fornitori integrati di più servizi essenziali, continuavano a esercitare potere di mercato sulla maggior parte della filiera fino all'emanazione da parte della FERC nel 1992 dell'Ordine n. 636 che imponeva la separazione del trasporto, stoccaggio e degli altri servizi ausiliari e permetteva l'attività di commercializzazione solo attraverso società separate. L'ordine riconosceva l'importante contributo per la liberalizzazione del mercato fornita dai trading hubs, dove l'interazione di una molteplicità di venditori e acquirenti dotati di servizi alternativi di trasporto e stoccaggio riduce il rischio che un'impresa dominante eserciti potere di mercato. Negli anni novanta sono nati spontaneamente circa 40 hubs che costituiscono l'ossatura del mercato libero del gas naturale degli Stati Uniti.

Mercati spot e futures nel Regno Unito

Nel 1992 l'imposizione dell'obbligo di accesso alla rete di British Gas per con-segna a clienti con consumi superiori a 2.500 Btu (equivalenti a 6.400 mc) ha dato l'avvio alle vendite di gas sulla base di contratti a breve termine nel Regno Unito già a partire dal 1993. Tuttavia, anche in questo paese, come già era avvenuto negli Stati Uniti, il mercato *spot* ha avuto un significativo sviluppo solo con la creazione di condizioni di trasparenza nelle regole di accesso al sistema di trasporto, vale a dire nel 1996, quando è stato introdotto il *Network Code* per la gestione delle consegne e dei prelievi: in meno di due anni dalla sua introduzione le vendite nel mercato *spot* hanno raggiunto il 15 per cento dei consumi totali. Tale incidenza si è attualmente stabilizzata su valori inferiori al 20 per cento dato che Centrica, il fornitore dominante, si rivolge al mercato spot solo in misura limitata, essendo ancora gravata da contratti di *take or pay* di lungo termine.

Il meccanismo di bilanciamento tra domanda e offerta di gas previsto dal *Network Code*, tuttavia, dava inizialmente troppa discrezionalità al tra-

sportatore ed era suscettibile di manipolazione da parte dei fornitori e produttori di gas. Nell'ottobre del 1999, al fine di introdurre maggiore trasparenza, è stato quindi introdotto - su iniziativa di Ofgem - un mercato alternativo telematico per le transazioni infragiornaliere denominato *On the Day Commodity Market* (OCM). Le transazioni di gas tra fornitori, finalizzate a restituire l'equilibrio tra domanda e offerta, vengono gestite da un operatore di mercato (la società EnMO) e sono a tutti gli effetti in concorrenza con il mercato *spot* informale (*Over the Counter Trade*). Nel giro di pochi mesi dalla sua introduzione l'OCM ha catturato il 25 per cento di tale mercato.

Quanto ai contratti *future*, nel Regno Unito sono stati introdotti dall'*International Petroleum Exchange* nel 1997 per consegne al *National Balancing Point*, punto di riferimento concettuale della rete di trasporto al quale fa in genere riferimento anche il mercato *spot*. Dopo un inizio relativamente lento, il valore delle transazioni ha ora superato di circa dieci volte le vendite effettive sul mercato *spot*.

Mercati spot in Europa

La costruzione del gasdotto Interconnector tra il terminale di Bacton nel Regno Unito e Zeebrugge in Belgio era stata in origine progettata per permettere l'esportazione del gas inglese in Europa continentale e l'importazione di gas russo o di altra provenienza. All'avvicinarsi della data di apertura del gasdotto, nell'ottobre 1998, diversi operatori europei si resero però conto che, nella misura in cui metteva in collegamento il mercato europeo con quello liberalizzato inglese, l'Interconnector offriva anche un'opportunità per cogliere i vantaggi del differenziale di prezzo tra i due mercati. Diversi operatori si organizzarono quindi per progettare un contratto *spot* da lanciare nel corso del 1999 per consegne a Zeebrugge, un luogo che, oltre al collegamento con l'Interconnector, dispone di un terminale di rigassificazione di GNL, è vicino al punto di arrivo del gas norvegese ed è ben collegato con altre reti nordeuropee per il transito di gas olandese verso la Francia e la Germania. Gestito attraverso la filiale Huberator di Distrigaz, il contratto *spot* ha avuto un immediato successo, data la forte variabilità stagionale e volatilità dei prezzi inglesi rispetto a quelli relativamente stabili (in quanto indicizzati ai prodotti petroliferi) dei mercati europei. In pochi mesi il volume di gas soggetto a transazioni *spot* ha superato 4 Gmc. Transazioni *spot* avvengono anche in altre località con caratteristiche di *hub*, soprattutto lungo la frontiera tra la Germania, l'Olanda e il Belgio, così come nei principali punti di arrivo del gas russo in Europa. Si tratta, tuttavia di un commercio molto irregolare nel tempo e non basato su una contrattualistica formalizzata, che contribuisce a meno del 5 per cento del volume totale di gas consumato in Europa.

Le criticità del sistema di approvvigionamento

La domanda di gas naturale, e in particolare quella proveniente dalla produzione termoelettrica, è destinata a crescere a tassi molto elevati nei prossimi venti anni. Date le riserve di gas presenti, l'Italia, e più ancora l'Europa, sono già oggi fortemente dipendenti dalla produzione estera di gas e lo diverranno maggiormente in prospettiva. Secondo le stime prevalenti, la quota dei consumi di gas coperta dalle importazioni, oggi pari al 40 per cento, potrebbe superare il 60 per cento nel 2020. Il problema della sicurezza degli approvvigionamenti, come ha messo in evidenza il Libro verde della Commissione Europea, *Verso una strategia europea per la sicurezza dell'approvvigionamento di energia*, non può essere affrontato unicamente a livello dei singoli Stati membri. Esistono a tutt'oggi nelle aree vicine all'Europa riserve sufficienti per soddisfare la domanda potenziale futura e un'ampia quota di esse è già stata assicurata attraverso i contratti di fornitura di lungo periodo, ma è necessario sviluppare nuovi progetti di importazione e potenziare la capacità di interconnessione già esistente.

L'Italia e gli altri Stati europei devono mettersi in grado di attrarre nuovi investimenti nel settore evitando di divenire "vittime" di un unico fornitore, allargando il più possibile l'area di provenienza del gas importato. Tali obiettivi possono essere raggiunti creando e mantenendo un ambiente favorevole agli investimenti e incoraggiando uno sviluppo di un settore gas aperto, competitivo, caratterizzato da liquidità e flessibilità.

In Italia, in particolare, nuove infrastrutture di trasporto e di rigassificazione permetteranno di ampliare nei prossimi anni la consistenza del sistema nazionale del gas e concorreranno alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento. I principali progetti sono:

- progetto congiunto fra Eni e la National Oil Corporation, la compagnia petrolifera di stato libica, per la realizzazione di un sistema di estrazione di gas, condensati e petrolio nell'off-shore libico. Verrà posato un gasdotto sottomarino (lungo 600 km con una stazione di compressione) che collegherà la costa libica alla costa siciliana. In Sicilia verrà realizzato un collegamento verso il gasdotto di importazione dall'Algeria. L'impianto avrà a regime una capacità di 10 Gmc/a di gas, 2 dei quali destinati al consumo in Libia e 8 all'esportazione. L'entrata in produzione è prevista per la fine del 2003. Il gas trasportato in Italia sarà messo in vendita da Eni; metà del quantitativo (4 Gmc/a) è stato contrattato da Edison Gas, per una durata di 24 anni;
- progetto GEA per un gasdotto di circa 330 km (di cui 130 km off-shore) fra l'Italia e la Croazia, con possibilità di estensione ad altri paesi della regione. Servirà ad alimentare la Croazia con 2,2 Gmc/a di gas prodotto

nell'off-shore adriatico e trattato negli impianti Eni. L'opera verrà dimensionata per un trasporto di 5 Gmc/a;

- progetto Edison Gas e Exxon-Mobil, per la realizzazione di un terminale di rigassificazione di Gnl nell'off-shore di Ravenna (con capacità iniziale di 4 Gmc/a). Il progetto ha superato la procedura di valutazione dell'impatto ambientale e ha ottenuto l'approvazione dalla Regione Veneto.

Sono allo studio altri progetti di espansione e di diversificazione, riguardanti fra l'altro un impianto di rigassificazione di GNL a Brindisi e la metanizzazione della Sardegna.

Il sistema nazionale del gas, grazie anche agli sviluppi sopra descritti, si inserisce pienamente nella trasformazione strutturale in atto a livello europeo, che porterà, fra l'altro, alla formazione di luoghi di interscambio (*hub*, o *market center*) di gas e di energia elettrica, connessi a mercati dei prodotti fisici e dei derivati finanziari, e di *interconnector* transnazionali per i quali l'Italia potrà valorizzare la sua favorevole collocazione geografica e la sua duplice integrazione nel mercato interno europeo e nell'area mediterranea.

Le potenzialità di uno sviluppo accelerato dei mercati *spot* in Europa, ovvero di mercati con caratteristiche di elevata liquidità e flessibilità, sono d'altro canto evidenti: la concorrenza sempre maggiore sul mercato elettrico non permetterà alle imprese di generazione elettrica di accettare ancora per molto tempo che il prezzo del gas sia indicizzato al prezzo dei prodotti petroliferi. Queste imprese dovranno sfruttare tutte le opportunità offerte dai mercati liberalizzati per procurarsi il gas al prezzo più conveniente, intervenendo anche sui mercati finanziari. A questo riguardo i mercati *spot* e i centri di mercato avranno un ruolo determinante. In analogia con gli Stati Uniti, pur applicando le debite proporzioni, si può stimare in circa 15 o 20 il numero degli *hub* che dovrebbero svilupparsi nel corso del decennio in Europa, di cui i più importanti, a parte Zeebrugge, dovrebbero essere Groningen in Olanda, Emden in Germania e Baumgarten in Austria.

Anche in Italia si intravede la possibilità di creare almeno un importante centro di mercato, situato nella pianura padana. In quest'area, dove oltre alla produzione nazionale oggi convergono flussi di gas provenienti da Russia, Algeria, Olanda (e dove a breve si aggiungeranno le importazioni da Norvegia e Libia), esistono rilevanti infrastrutture di stoccaggio. Con la prevista costruzione di un terminale di rigassificazione nell'Adriatico si può, inoltre, prevedere un ampliamento della capacità d'importazione di GNL che aumenterebbe ulteriormente la numerosità dei potenziali operatori sul lato dell'offerta. I quantitativi di gas che farebbero perno su quest'area possono stimarsi in almeno 40 Gmc già nel 2005.

LA FORMAZIONE DEI PREZZI E DELLE TARIFFE

Confronti internazionali di prezzo

Al fine di disporre di confronti temporalmente omogenei e aggiornati, in analogia con la trattazione relativa all'energia elettrica (cfr. capitolo 2), i confronti internazionali di prezzo vengono condotti utilizzando la sola fonte Eurostat. Calcolando la media aritmetica dei prezzi delle diverse classi di consumo rilevate dall'Eurostat, si sono ottenuti dati di prezzo medio aggiornati al 1° luglio 2000. Per valutazioni più puntuali, vengono anche mostrate le statistiche relative ad alcune tipologie di consumo, sempre sulla base di statistiche di fonte Eurostat.

I prezzi italiani vengono posti a confronto con la media ponderata basata sui consumi dei singoli paesi in termini di volume (distinti per utenza civile e utenza industriale). Ciò permette di valutare più correttamente l'onerosità relativa dei prezzi italiani, poste le differenze nei livelli di consumo fra i vari paesi. I confronti sono effettuati in lire/mc, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali in base alle rispettive parità fisse contro l'euro o al cambio corrente per i paesi esterni all'Unione monetaria europea.

Per le piccole *utenze domestiche*, prevalentemente gas per uso cottura, i prezzi italiani al lordo e al netto delle imposte sono tra i più bassi in Europa (Tav. 3.4). L'incidenza fiscale è in linea con quella media europea. Diverso il quadro per livelli di consumo superiori. Il prezzo pagato da utenti con consumi di circa 2.200 mc per gas a uso riscaldamento è superiore a quello di tutti i paesi europei e risulta del 39 per cento superiore al valore medio ponderato europeo (17 per cento al netto delle imposte). Il divario si accresce per i prezzi corrisposti dagli utenti con consumi di oltre 3.300 mc che risultano superiori del 43 per cento alla media ponderata (21 per cento al netto delle imposte). Per queste due ultime tipologie di consumo l'incidenza fiscale è superiore di oltre il 30 per cento a quella di tutti gli altri paesi europei.

TAV. 3.4

**PREZZO DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO:
UTENZE DOMESTICHE**

 Anno 2000, 1 luglio; potere calorifero kcal/mc=9.100; prezzi in lire/mc
a cambi correnti e variazioni percentuali dei prezzi al netto delle imposte.

PAESI	8,37 GJ (217,62 MC) ^(A)			83,7 GJ (2.176,2 MC) ^(B)			125,6 GJ (3.265,6 MC) ^(B)			MEDIA ARITMETICA TIPOLOGIE DI CONSUMO		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var. % 00/99
AUSTRIA	1.105,7	841,6	37,5	802,5	588,2	2,3	784,2	573,2	0,8	915,4	682,6	15,3
BELGIO	1.348,3	1.089,2	16,2	770,0	611,4	30,1	738,2	585,1	31,7	1.026,7	823,5	21,6
FRANCIA	1.157,4	996,8	6,1	654,0	556,2	6,4	616,9	524,8	6,5	856,0	731,0	6,2
GERMANIA	1.455,7	1.183,4	10,4	791,6	610,6	25,4	743,3	569,1	28,1	1.037,6	822,5	16,8
IRLANDA	1.441,4	1.282,3	-0,1	608,4	533,5	-1,6	552,2	496,1	-2,4	950,0	842,4	-0,7
ITALIA	1.068,1	872,2	17,4	1.258,9	722,4	21,8	1.256,5	710,7	22,2	1.140,5	774,0	20,0
LUSSEMBURGO	1.061,3	1.001,2	14,0	536,3	506,0	35,1	527,4	497,4	35,9	762,7	719,4	21,5
OLANDA	1.117,2	929,9	6,7	699,1	441,5	14,4	705,8	424,8	15,5	830,4	613,8	10,2
SPAGNA	1.264,2	1.089,8	21,7	876,3	755,5	21,7	852,9	735,2	21,7	1.026,9	885,2	21,7
SVEZIA	1.324,7	849,6	-0,3	979,3	575,1	9,9	952,1	553,2	10,3	1.109,9	679,0	7,9
MEDIA PONDERATA	1.242,0	1.020,7	11,7	904,5	616,5	20,2	880,1	589,9	21,4	1.016,3	767,5	15,8
<i>ITALIA: scostamento^(C)</i>	<i>-14,0</i>	<i>-14,5</i>	<i>-</i>	<i>39,2</i>	<i>17,2</i>	<i>-</i>	<i>42,8</i>	<i>20,5</i>	<i>-</i>	<i>12,2</i>	<i>0,9</i>	<i>-</i>

(A) uso cottura cibi e produzione di acqua calda;

(B) uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento centrale;

(C) scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

Per quanto concerne l'*utenza industriale*, i prezzi al lordo e al netto delle imposte per i livelli di consumo più bassi, riferiti di norma a piccole e medie imprese industriali, sono tra i più elevati in Europa. Il divario rispetto alla media ponderata europea si riduce progressivamente per le tipologie di consumo superiori, fino a risultare di segno negativo. In particolare, la tipologia con consumi di oltre 10 milioni di mc corrisponde un prezzo al netto delle imposte inferiore del 4 per cento al valore medio ponderato (Tav. 3.5).

TAV. 3.5 **PREZZO DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**
Anno 2000, 1 luglio; potere calorifero kcal/mc=9.100; prezzi in lire/mc a cambi correnti e variazioni dei prezzi al netto delle imposte.

	418,6 GJ (o 10 883,6 mc) ^(A)			4.186 GJ (o 108 836 mc) ^(B)			MEDIA ARITMETICA TIPOLOGIE DI CONSUMO		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99
AUSTRIA	633,2	552,8	-1,3	523,5	443,2	-2,7	461,9	381,5	8,0
BELGIO	571,4	546,4	34,4	447,0	447,0	44,6	390,2	386,1	52,9
DANIMARCA	679,8	640,1	58,3	649,0	609,4	60,2	512,1	472,5	89,5
FINLANDIA	740,9	696,4	557,9	524,4	50,7	468,5	433,2	60,5
FRANCIA	467,5	467,5	6,4	393,3	393,3	6,5	375,5	362,8	27,0
GERMANIA	565,3	520,1	32,5	520,1	474,9	46,4	483,0	438,4	50,4
IRLANDA	524,1	524,1	-1,9	421,2	421,2	0,9	351,0	351,0	11,6
ITALIA	737,0	701,5	22,6	534,5	499,1	29,7	469,7	434,0	41,1
LUSSEMBURGO	493,0	493,0	36,3	458,5	458,5	40,2	455,5	455,5	45,9
OLANDA	555,3	401,4	17,1	521,8	391,4	17,5	442,6	364,0	36,4
REGNO UNITO	354,9	354,9	319,4	319,4	274,1	274,1
SPAGNA	629,7	629,7	26,2	381,6	381,6	52,0	399,7	399,7	48,5
SVEZIA	629,5	548,8	15,7	587,4	507,6	55,8	565,2	484,7	49,2
MEDIA PONDERATA	574,9	525,9	17,4	488,6	444,9	21,7	440,4	401,9	36,1
<i>ITALIA: scostamento^(E)</i>	28,2	33,4	-	9,4	12,2	-	6,6	8,0	-

CONTINUA
↓

(A) senza fattore di carico.

(B) con fattore di carico pari a 200 gg.

(C) con fattore di carico pari a 200 gg. o 1600 ore.

(D) con fattore di carico pari a 250 gg. o 4000 ore.

(E) scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 3.5 **PREZZO DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**
 (SEGUE) Anno 2000, 1 luglio; potere calorifero kcal/mc=9.100; prezzi in lire/mc a cambi correnti
 e variazioni dei prezzi al netto delle imposte.

CONSUMO ANNUO	41.860 GJ (o 1 088 360 mc) ^(C)			418.600 GJ (o 10 883 600 mc) ^(D)			MEDIA ARITMETICA TIPOLOGIE DI CONSUMO		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var % 00-99
PAESI									
AUSTRIA	414,9	334,6	12,6	399,9	319,4	20,2	461,9	381,5	8,0
BELGIO	379,5	379,5	53,5	321,1	321,1	68,6	390,2	386,1	52,9
DANIMARCA	463,7	424,1	69,2	408,3	368,6	75,5	512,1	472,5	89,5
FINLANDIA	429,0	395,5	78,3	354,6	321,1	66,5	468,5	433,2	60,5
FRANCIA	376,5	361,8	36,9	328,1	304,5	57,4	375,5	362,8	27,0
GERMANIA	493,7	448,5	53,9	429,6	384,4	59,2	483,0	438,4	50,4
IRLANDA	290,1	290,1	24,0	290,1	290,1	351,0	351,0	11,6
ITALIA	423,4	387,5	56,3	364,2	328,3	57,4	469,7	434,0	41,1
LUSSEMBURGO	451,5	451,5	41,1	442,9	442,9	53,9	455,5	455,5	45,9
OLANDA	394,7	347,9	50,3	394,7	347,9	442,6	364,0	36,4
REGNO UNITO	260,3	260,3	236,6	236,6	274,1	274,1
SPAGNA	356,8	356,8	57,7	345,4	345,4	60,7	399,7	399,7	48,5
SVEZIA	543,6	462,9	51,0	543,6	462,9	565,2	484,7	49,2
MEDIA PONDERATA	424,3	390,5	46,3	377,9	342,0	51,8	440,4	401,9	36,1
<i>ITALIA: scostamento^(E)</i>	-0,2	-0,8	-	-3,6	-4,0	-	6,6	8,0	-

(A) senza fattore di carico.

(B) con fattore di carico pari a 200 gg.

(C) con fattore di carico pari a 200 gg. o 1600 ore.

(D) con fattore di carico pari a 250 gg. o 4000 ore.

(E) scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

L'incidenza fiscale risulta sempre più bassa della media europea, che risente dell'elevato prelievo ambientale in Olanda, Austria e Germania.

Il confronto a distanza di un anno è stato effettuato in modo omogeneo, considerando lo stesso numero di paesi e di tipologie di consumo e applicando la stessa struttura di ponderazione. Sui prezzi delle forniture finali in tutti i paesi importatori di gas si è inevitabilmente riverberata la risalita delle quotazioni internazionali della materia prima. Al luglio 2000 il recepimento della Direttiva 98/30/CE sul mercato interno del gas si era compiuto solo in alcuni paesi europei e non appariva pertanto ancora in grado di produrre quei cambiamenti strutturali che potrebbero consentire riduzioni dei prezzi.

Per le *utenze domestiche*, l'aumento delle medie europee dei prezzi al netto delle imposte riguarda tutte le tipologie di consumo, risultando compreso fra il 12 e il 21 per cento; tra i paesi importatori di gas, l'Italia registra l'incremento più sostenuto dopo il Belgio e il Lussemburgo. A questo proposito occorre tuttavia tenere conto della indisponibilità di dati di altri due paesi importatori come la Danimarca e la Finlandia (Tav. 3.4), parzialmente bilanciata dalla contemporanea indisponibilità di dati per un paese produttore come il Regno Unito.

Per le *utenze industriali* l'innalzamento dei prezzi al netto delle imposte in Europa riguarda tutte le tipologie di consumo e appare assai più sostenuto, risultando compreso tra il 17 e il 52 per cento circa. La crescita dei prezzi italiani è meno pronunciata rispetto a quella degli altri paesi importatori, ma risulta comunque di alcuni punti percentuali superiore a quella media europea (Tav. 3.5). Le variazioni dei prezzi sono state più sostenute per le utenze con consumi elevati, le cui tariffe sono fissate liberamente all'interno di accordi-quadro tra le associazioni di categoria dei consumatori e dei fornitori di gas. Concorre a tale risultato anche l'effetto del meccanismo di indicizzazione introdotto dall'Autorità per le utenze domestiche e industriali con bassi consumi, che ha smussato nel tempo l'impatto della rapida risalita delle quotazioni petrolifere.

Petrolio, gas e tariffe finali: confronto di andamenti

Il confronto internazionale dei prezzi finali del gas è interessante con riferimento, non soltanto ai livelli (vedi paragrafo precedente), ma anche alla dinamica, soprattutto in un periodo di marcata variabilità delle quotazioni petrolifere internazionali, in quanto consente di verificare se - e in che misura - gli andamenti dei mercati internazionali si riverberano sui prezzi del gas per i consumatori finali.

A tale scopo è possibile utilizzare i numeri indici dei prezzi al consumo armonizzati di fonte Eurostat, disponibili a partire dal 1996. Da allora l'Istituto europeo di statistica raccoglie ogni mese le rilevazioni dei prezzi al consumo in base a un paniere di beni e servizi secondo una metodologia comune, concordata con gli istituti statistici dei singoli Stati membri. Si tratta dunque di dati perfettamente comparabili geograficamente. Poiché la rilevazione viene eseguita allo scopo di misurare il tasso d'inflazione europeo, gli indici elementari assumono un differente peso nel paniere di ogni Stato, in base alla rilevanza del bene o servizio nell'ambito dei consumi nazionali. L'indice generale dei prezzi al consumo, ottenuto dalla media ponderata degli indici elementari in ciascuno Stato, viene poi utilizzato per il calcolo del tasso d'inflazione europeo, nel quale a ogni Stato viene assegnato un peso in base alla sua rilevanza nei consumi totali dell'Unione europea. Nell'ambito del paniere armonizzato vengono rilevati sia l'indice elementare dell'energia elettrica (già utilizzato nel Capitolo 2) sia quello del gas, in base alla consueta metodologia di calcolo della spesa per questi servizi sostenuta da un consumatore-tipo.

TAV. 3.6

**EVOLUZIONE DEL PETROLIO E DEGLI INDICI ARMONIZZATI
DEI PREZZI AL CONSUMO DEL GAS**Numeri indice 1996=100 e variazioni percentuali;
peso dei paesi nel paniere europeo, incidenza del petrolio nei consumi di energia

REGIONI	PESO ^(A)	INCIDENZA PETROLIO ^(B)	1996	1997	1998	1999	2000	VAR % 2000/98	VAR % 2000/99	COEFF. DI CORRELAZ.
BRENT	-	-	20,3	19,4	13,4	18,0	28,9	115,8	60,3	-
AUSTRIA	25,85	43,4	100,0	105,3	102,3	101,2	106,7	4,3	5,4	0,51
BELGIO	26,48	42,1	100,0	103,4	105,4	100,1	111,6	5,8	11,5	0,55
FINLANDIA	12,57	32,1	100,0	101,7	102,1	99,2	97,7	-4,3	-1,5	-0,74
FRANCIA	162,43	36,2	100,0	105,8	107,7	102,0	110,2	2,3	8,1	0,38
GERMANIA	244,35	40,6	100,0	103,8	103,9	101,7	118,3	13,8	16,3	0,66
GRECIA ^(C)	19,19	58,5	100,0	105,0	109,7	110,9	114,1	4,0	2,9	-0,03
IRLANDA	9,27	54,8	100,0	104,0	104,2	105,2	108,6	4,2	3,2	0,58
ITALIA	147,83	55,7	100,0	107,0	105,6	104,0	115,1	9,0	10,7	0,68
LUSSEMBURGO	1,94	62,1	100,0	105,3	105,9	101,1	114,1	7,7	12,8	0,58
OLANDA	41,52	37,0	100,0	113,4	114,1	111,1	124,5	9,1	12,1	0,47
SPAGNA	82,57	54,5	100,0	104,7	98,6	101,9	108,5	10,1	6,6	0,69
PORTOGALLO	16,55	71,9	100,0	112,7	113,9	114,6	132,7	16,5	15,8	0,60
UNIONE MONETARIA EUROPEA	790,56	45,1	100,0	105,6	105,3	103,1	114,5	8,7	11,0	0,66
DANIMARCA	14,05	46,0	100,0	104,4	102,3	107,0	134,1	31,0	25,3	0,83
SVEZIA	18,62	30,8	100,0	97,9	98,3	89,8	89,8	-8,6	0,0	-0,48
REGNO UNITO	176,77	35,8	100,0	99,0	95,9	95,8	93,8	-2,2	-2,1	-0,34
UNIONE EUROPEA	1.000,00	43,2	100,0	104,3	103,5	101,6	110,6	6,9	8,9	0,68

(A) Incidenza per l'anno 2001 nell'ambito della rilevazione dei prezzi al consumo europei armonizzati

(B) quota del petrolio sul consumo totale di energia nell'anno 1998

(C) per l'anno 2000 sono disponibili solo i dati relativi a gennaio e febbraio

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat, Aie.

Gli indici armonizzati dei prezzi al consumo del gas nei vari paesi europei sono messi a confronto con l'andamento del prezzo del petrolio Brent nella [Tav. 3.6](#). Nelle penultime due colonne sono stati calcolati i tassi di crescita su due diversi intervalli temporali: il periodo 1998-2000, che comprende un anno di marcato calo delle quotazioni petrolifere (il 1998) e due anni di forte ripresa, e il periodo 1999-2000 in cui il Brent ha quasi ininterrottamente continuato a rincarare.

Come poteva attendersi, a fronte di una crescita del prezzo del petrolio del 116 per cento nel triennio 1998-2000, ovvero di un aumento del 60 per cento nel biennio 1999-2000, in quasi tutti i paesi europei si è registrata una consistente parallela crescita nel prezzo del gas, che conferma come quest'ultimo sia ancora largamente determinato in base a contratti di lunga scadenza indicizzati ai prezzi dei prodotti combustibili. Il coefficiente di correlazione (evidenziato nell'ultima colonna della [Tav. 3.6](#)) risulta infatti positivo e superiore a 0,6 in gran parte degli Stati considerati. Una correlazione non significativa (perché di segno negativo o perché il coefficiente risulta basso) si osserva in particolare per: Finlandia, Francia, Grecia e Olanda. Nei casi in cui la correlazione è positiva e consistente, gli incrementi del prezzo finale del gas sono ovviamente di entità inferiore rispetto a quelli evidenziati dal Brent, anche se in molti paesi - Belgio, Germania, Italia, Lussemburgo, Spagna, Portogallo e Danimarca - si osserva un tasso di crescita superiore alle due cifre in almeno uno dei due periodi in esame.

Al profilo di sostanziale "inseguimento", ancorché smussato nell'entità e ritardato nel tempo, del prezzo del gas rispetto alle quotazioni internazionali fanno eccezione essenzialmente il Regno Unito, l'Olanda e la Svezia. Le ragioni di tale discordanza sono da ricercare in diversi fattori. Olanda e Regno Unito sono produttori di gas: è quindi probabile che in questi paesi il prezzo del gas sia maggiormente indipendente dal petrolio. Il legame con il prezzo del petrolio è sicuramente molto debole nel Regno Unito dove esiste un mercato regolamentato del gas e dove la liberalizzazione del settore - da tempo avviata - continua a produrre i propri effetti di riduzione del prezzo finale del servizio grazie alle forti pressioni competitive e ai guadagni di produttività del settore. Analogamente, in Finlandia, l'ampia apertura del mercato del gas (in questo paese il 90 per cento dei clienti è idoneo) è un elemento che ha contribuito a far registrare la discesa dei prezzi finali.

L'andamento dei prezzi interni: indici e prezzi medi nazionali

Nonostante i notevoli rialzi del prezzo internazionale del petrolio e dunque anche del gasolio, il prezzo al consumo del gas naturale per usi domestici (che comprende il gas impiegato per riscaldamento e per cottura cibi e produzione di acqua calda) rilevato dall'Istat¹ si è mantenuto in discesa per tutta la prima metà del 1999, grazie al meccanismo di adeguamento fissato dall'Autorità (che lo aggancia a una media semestrale del prezzo internazionale dei combustibili). A partire dal mese di settembre, tuttavia, i rincari internazionali hanno cominciato ad avvertirsi anche sul prezzo del gas, benché in maniera graduale.

Nel 2000 (Tav. 3.7) il perdurare della tendenza al rialzo delle quotazioni internazionali dei prodotti combustibili si è puntualmente riverberato nelle tariffe del gas, portando l'indice medio annuo a registrare una crescita del 10,5 per cento (7,9 per cento in termini reali).

Per effetto degli andamenti descritti, il contributo all'inflazione complessiva del gas, sostanzialmente nullo nel 1999, è divenuto positivo (pari a due decimi di punto percentuale) nel 2000.

1 Nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva mensilmente il prezzo del gas all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione". La rilevazione viene effettuata sulla base di alcune voci elementari che comprendono: gas per cottura cibi e produzione di acqua calda; gas per riscaldamento; gas in bombole. Soltanto le prime due voci riguardano il gas per usi civili distribuito a mezzo rete urbana, il cui prezzo è regolato dall'Autorità. Il calcolo dell'indice avviene sulla base dell'individuazione del costo medio del gas per le famiglie tenendo conto della tariffa vera e propria (T1 e T2), della quota fissa (nolo contatore) e delle imposte (imposta governativa, addizionale regionale e IVA). Il consumo medio delle famiglie italiane considerato (differenziato localmente) è pari a circa 220 mc/anno nel caso del gas per cottura cibi e a circa 1300 mc/anno nel caso del gas per riscaldamento. Dal 1999 l'Istat modifica annualmente la struttura di ponderazione dell'indice dei prezzi. Sino al 1998 l'incidenza del gas nel calcolo dell'indice generale è stata pari a 1,86 per cento, nel 1999 è scesa a 1,75, mentre nel 2000 è risalita a 1.94 per cento.

TAV. 3.7 INDICI MENSILI DEI PREZZI DEL GAS PER USI DOMESTICI

Anni 1999-2000; numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali sul periodo corrispondente

MESI	1999				2000			
	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE ^(A)	VAR. %	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE ^(A)	VAR. %
GENNAIO	105,6	-5,0	97,1	-6,4	112,0	6,1	100,7	3,8
FEBBRAIO	105,9	-5,1	97,2	-6,4	112,2	5,9	100,5	3,5
MARZO	106,0	-5,0	97,1	-6,3	115,3	8,8	103,0	6,1
APRILE	105,9	-5,1	96,7	-6,5	115,0	8,6	102,7	6,2
MAGGIO	106,0	-3,9	96,5	-5,4	117,9	11,2	104,9	8,7
GIUGNO	105,9	-3,9	96,4	-5,4	118,0	11,4	104,6	8,5
LUGLIO	106,0	-2,3	96,3	-4,1	120,1	13,3	106,4	10,5
AGOSTO	106,2	-2,0	96,4	-3,8	120,1	13,1	106,3	10,3
SETTEMBRE	108,7	1,8	98,5	-0,1	122,9	13,1	108,5	10,1
OTTOBRE	109,0	2,1	98,5	-0,1	121,8	11,7	107,2	8,9
NOVEMBRE	111,3	5,0	100,4	2,8	125,1	12,4	109,7	9,3
DICEMBRE	111,4	4,9	100,4	2,7	125,2	12,4	109,7	9,3
MEDIA ANNUA	107,3	-1,6	97,6	-3,3	118,8	10,7	105,4	7,9

(A) Rapporto tra l'indice elementare del gas e l'indice generale moltiplicato per 100.

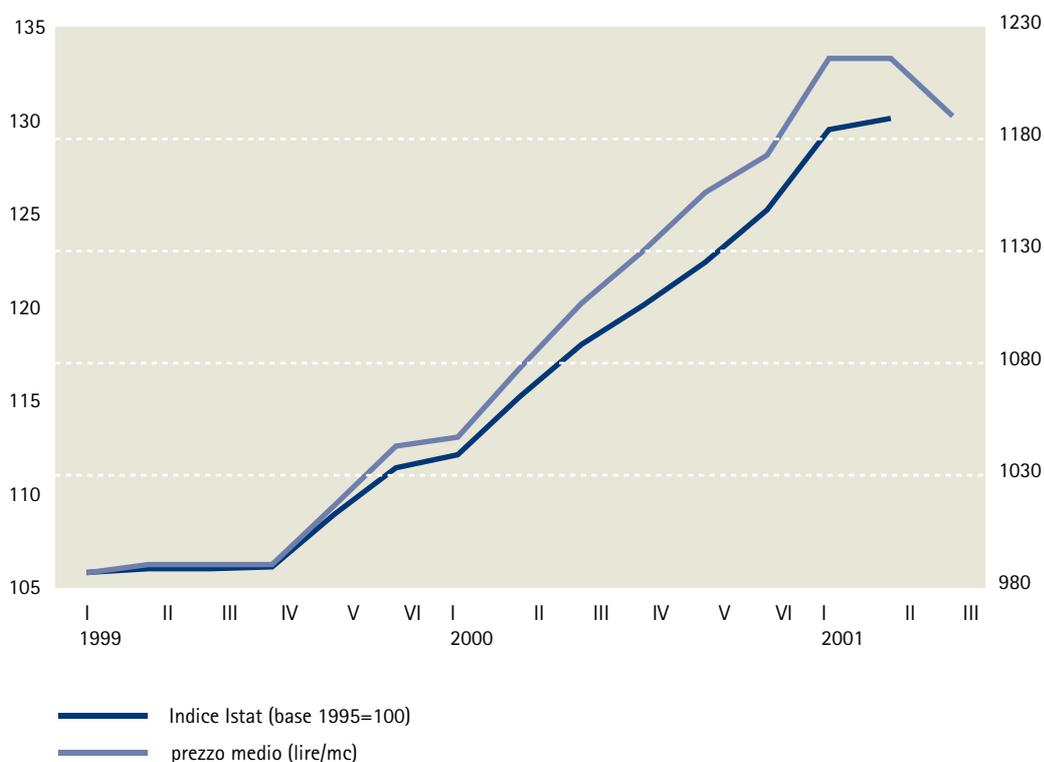
Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

Confronto indice Istat e prezzo medio

L'andamento dell'indice Istat è consistente con quello del prezzo medio del gas per riscaldamento calcolato dall'Autorità.

Tra il 1999 e il 2000 il prezzo medio del gas è passato da 990 lire circa a 1216 lire per metro cubo. La crescita lievemente maggiore che si nota a carico del prezzo medio calcolato dall'Autorità (Fig. 3.4) è dovuta al fatto che questo è calcolato sulla base di tutte le tariffe (T1, T2, T3 e T4) mentre l'indice Istat è calcolato in base alla tariffa per riscaldamento e a quella per cottura cibi e produzione di acqua calda che ha registrato un aumento minore.

FIG. 3.4 CONFRONTO TRA INDICE ISTAT E PREZZO MEDIO DEL GAS



Fonte: Elaborazione su dati Istat, Numeri indici nazionali dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

Tariffe di distribuzione nei capoluoghi di regione

Alla fine del 2000 l'Autorità ha definito la riforma delle tariffe di distribuzione e fornitura ai clienti del mercato vincolato, che entrerà in vigore il 1° luglio 2001 (per una descrizione in dettaglio si rimanda al Capitolo 5). Prima di tale termine le tariffe per usi civili del gas naturale distribuito a mezzo di rete urbana restano differenziate per tipologia di consumo, dimensione dell'utente e ambito territoriale. Ancora per l'anno 2000 è quindi utile riproporre qualche dato di sintesi attraverso le tavole che mostrano l'articolazione tariffaria per capoluogo di regione al netto (Tav. 3.8) e al lordo (Tav. 3.9) delle imposte.

TAV. 3.8 TARIFFE DEL GAS NATURALE NEI CAPOLUOGHI DI REGIONE(A)

Anno 2000; lire/mc, prezzi al netto delle imposte

TARIFFA	T1	T2		T3 ^(B)	T4	
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI	
CONSUMO		<250 mc/a	>250 mc/a		<100 kmc/a	>200 kmc/a
ANCONA	677	575	575	540	469	441
AOSTA	677	641	641	629	469	441
BARI	723	656	656	629	469	441
BOLOGNA	677	558	558	552	469	441
CAMPOBASSO	677	577	577	557	469	441
FIRENZE	677	581	581	571	469	441
GENOVA	677	640	640	600	469	441
L'AQUILA	677	512	512	485	469	441
MILANO	677	657	657	604	469	441
NAPOLI	769	853	853	766	469	441
PALERMO	815	776	776	718	469	441
PERUGIA	677	578	578	531	469	441
POTENZA	677	554	554	521	469	441
ROMA	723	713	713	699	469	441
TORINO	677	594	594	563	469	441
TRENTO	677	550	550	545	469	441
TRIESTE	677	620	620	605	469	441
VENEZIA	677	578	578	530	469	441

(A) Non vi è distribuzione di gas naturale a Reggio Calabria, Cagliari e in Sardegna.

(B) Dato medio ponderato con le vendite relative al 1995.

TAV. 3.9 PREZZI DEL GAS NATURALE NEI CAPOLUOGHI DI REGIONE(A)

Anno 2000; lire/mc, prezzi al lordo delle imposte

TARIFFA	T1	T2		T3 ^(B)	T4	
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI	
CONSUMO		<250 mc/a	>250 mc/a		<100 kmc/a	<200 kmc/a
ANCONA	857	891	1.110	1.069	606	573
AOSTA	824	935	1.155	1.140	592	559
BARI	902	943	1.175	1.142	606	573
BOLOGNA	864	907	1.127	1.117	606	573
CAMPOBASSO	828	823	1.032	1.008	604	571
FIRENZE	864	923	1.142	1.130	606	573
GENOVA	871	994	1.213	1.165	606	573
L'AQUILA	852	770	1.002	970	604	571
MILANO	835	990	1.215	1.152	604	571
NAPOLI	954	1.181	1.411	1.307	606	573
PALERMO	969	1.049	1.259	1.190	592	559
PERUGIA	835	871	1.091	1.034	604	571
POTENZA	852	821	1.053	1.013	606	573
ROMA	915	1.093	1.312	1.296	606	573
TORINO	864	938	1.157	1.121	606	573
TRENTO	824	825	1.044	1.038	592	559
TRIESTE	824	909	1.129	1.111	592	559
VENEZIA	835	905	1.138	1.081	606	573

(A) Non vi è distribuzione di gas naturale a Reggio Calabria, Cagliari e in Sardegna.

(B) Dato medio ponderato con le vendite relative al 1995.

Nel sistema tariffario in vigore sino al 1° luglio 2001 sono definite a livello nazionale le tariffe T1 (fissate su 4 livelli diversi in funzione dei consumi specifici delle località servite) e T4 (fissate mediante valori uguali sul territorio nazionale). Le tariffe T2 e T3 sono invece liberamente determinate dalle aziende di distribuzione, pur nel rispetto di alcuni vincoli di corrispondenza tra costi e ricavi.

Nel 2000 la tariffa T1, riferita all'uso del gas per cottura cibi e produzione di acqua calda, è stata mediamente pari a 865 lire per metro cubo (695 lire al netto delle imposte). Essa presenta valori più elevati nei capoluoghi del Mezzogiorno a causa del minore consumo specifico, inteso come rapporto tra le calorie erogate e numero di utenti serviti.

La tariffa del gas impiegato per usi industriali di basso consumo (T4) al netto delle imposte è stata di 469 e 441 lire per metro cubo rispettivamente per consumi inferiori a 100.000 e compresi tra 100.000 e 200.000 metri cubi annui. Al lordo delle imposte il prezzo del gas per usi industriali passa a circa 605 lire per consumi inferiori a 100.000 mc annui e a 572 lire per consumi inferiori a 200.000 mc annui. Ad Aosta, Trento, Trieste e Palermo si registrano i valori più bassi del prezzo al lordo delle imposte perché le regioni a statuto speciale non impongono l'addizionale regionale, che invece grava sul prezzo del gas nelle regioni a statuto ordinario. Ne consegue un'incidenza fiscale per il gas destinato a questi usi del 21 per cento circa nelle regioni a statuto speciale, inferiore di circa due punti percentuali a quella che si riscontra altrove.

Il confronto delle tariffe al netto delle imposte riferite all'uso del gas per riscaldamento individuale (T2) e all'uso per riscaldamento centralizzato o per usi artigianali e commerciali (T3), liberamente determinate dalle aziende erogatrici, mostra ampie differenze territoriali.

In dieci dei diciotto capoluoghi considerati la tariffa T2 è inferiore a 600 lire/mc, in cinque capoluoghi è compresa tra 600 e 700 lire/mc, in tre supera le 700 lire/mc (Roma, Napoli e Palermo). La tariffa massima (853 lire/mc a Napoli) è pari a 1,7 volte il valore di quella minima (512 lire/mc a L'Aquila). Un'analoga distribuzione si ha per la tariffa T3, ovvero per il gas destinato all'uso per riscaldamento centralizzato o per usi artigianali e commerciali. Anche in questo caso in dieci capoluoghi su diciotto il valore della T3 è inferiore a 600 lire/mc, in sei capoluoghi è compreso tra 600 e 700 lire/mc e nei restanti due supera le 700 lire/mc; il valore minimo si riscontra all'Aquila (485 lire/mc), quello massimo a Napoli (766 lire/mc).

Nel 2000 l'incidenza fiscale è stata mediamente pari al 19,6 per cento per l'uso cottura cibi e produzione di acqua calda, al 33,2 e al 46,2 per cento per l'uso riscaldamento individuale con consumi rispettivamente inferiori o superiori a 250.000 mc/anno, al 47,1 per cento per gli usi di riscaldamento

centralizzato, artigianali o commerciali, mentre è risultata in media pari al 22,2 e al 22,5 per cento per gli usi industriali con consumi rispettivamente inferiori a 100.000 o 200.000 mc/anno.

Imposte sul gas

L'incidenza fiscale è notevolmente diminuita nel 2000 rispetto al 1999 grazie ai ripetuti provvedimenti di riduzione dell'imposta di consumo attuati dal governo.

La struttura delle aliquote legali dell'imposta di consumo, dell'addizionale regionale e dell'IVA in vigore dal 1° gennaio 2001 è illustrata nella [Tav. 3.10](#).

TAV. 3.10 IMPOSTE SUL GAS

Lire/mc e aliquote percentuali in vigore al 1° gennaio 2001

TARIFFA	T1	T2		T3	T4
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI
CONSUMO		<250 mc/a	>250 mc/a		
IMPOSTA DI CONSUMO					
NORMALE	56,99	124,62	307,51	307,51	24,2
LOCALITÀ EX CASSA DEL MEZZOGIORNO	46,78	46,78	212,46	212,46	24,2
ADDIZIONALE REGIONALE					
PIEMONTE	28,49	50	50	50	12,1
LOMBARDIA ^(A)	10	30	35	35	10
VENETO	10	38,5	50	50	10
LIGURIA	28,49 ^(B)	50 ^(C)	50 ^(C)	50 ^(C)	12,1
EMILIA ROMAGNA	28,49	60	60	60	12,1
TOSCANA	28,49	50	50	50	12,1
UMBRIA	10	10	10	10	10
MARCHE	30	30	30	30	10
LAZIO	28,49 ^(D)	60 ^(D)	60	60	12,1
ABRUZZO	23,39	23,39	50	50	12,1
MOLISE	10	10	10	10	10
CAMPANIA	23,39	23,39	50	50	12,1
PUGLIA	23,39	23,39	50	50	12,1
BASILICATA	23,39	23,39	50	50	12,1
CALABRIA	23,39	23,39	50	50	12,1
ALiquota IVA (%)	10	20	20	20	20

(A) Aliquota ridotta a 10 L/mc per i comuni appartenenti alla fascia climatica "F"

(B) Aliquota ridotta a 20 L/mc per i comuni appartenenti alla fascia climatica "F".

(C) Aliquota ridotta a 30 L/mc per i comuni appartenenti alla fascia climatizzata "E" e a 20 L/mc per quelli appartenenti alla fascia "F"

(D) Aliquota ridotta a 23,39 L/mc nelle località che ricadono nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno. Si tratta delle regioni: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna; delle province di: Frosinone, Latina; di alcuni comuni della provincia di Roma compresi nel comprensorio di bonifica di Latina; di comuni della provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; di alcuni comuni della provincia di Ascoli Piceno inclusi nel territorio di bonifica del Tronto; delle isole d'Elba, del Giglio e Capraia.

Le tariffe di trasporto in alta pressione

Il recepimento della Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale nelle varie legislazioni nazionali ha richiesto, tra l'altro, la separazione contabile dell'attività di trasporto da quella di vendita del gas naturale e quindi la definizione di una specifica tariffa per tale servizio. La piena implementazione della Direttiva nei vari Stati membri richiederà una fase di transizione lunga diversi anni, durante la quale la definizione del servizio di trasporto e del relativo prezzo si evolveranno di pari passo con lo stadio di avanzamento del mercato.

Uno studio effettuato da *The Brattle Group* per conto della *European Federation of Energy Traders (EFET)*² ha realizzato un interessante confronto delle tariffe di trasporto sulle reti ad alta pressione in alcuni paesi europei. Per facilitare la comparazione è stato calcolato il costo di una serie di transazioni-tipo, illustrate nella [Tav. 3.11](#), selezionate in base alla quantità di gas trasportato, alla stagione nella quale il servizio viene effettuato, alla durata e alla distanza. Non sono state prese in considerazione variazioni del fattore di carico perché questo viene trattato in modo simile in tutte le reti esaminate e dunque non costituisce un elemento di differenziazione nel sistema di calcolo dei prezzi.

La tariffa applicata dalla società inglese Transco è stata presa a punto di riferimento per l'analisi comparativa perché, al momento dell'effettuazione dello studio (marzo 2001), essa risultava l'unica calcolata in base ai costi in modo obiettivo e trasparente. Dal confronto è stata esclusa l'Italia, in quanto al momento dell'analisi il sistema di calcolo delle tariffe di trasporto era provvisorio³ e le proposte formulate dall'Autorità circa il loro meccanismo di calcolo erano sottoposte al processo di consultazione. Lo studio pone comunque in evidenza come il sistema proposto dall'Autorità preveda un meccanismo di determinazione delle tariffe basato sui costi in modo trasparente e obiettivo, analogo a quello inglese.

2 Carlos Lapuerta, Boaz Moselle, *Third Party Access to Natural Gas Networks in the EU*, The Brattle Group, March 2001, mimeo.

3 Com'è noto, sino alla pubblicazione delle tariffe regolate dall'Autorità, ai sensi del dlgs. n. 164/00, le imprese italiane che svolgono attività di trasporto determinano in modo autonomo e pubblicano le tariffe applicate. Successivamente alla determinazione delle tariffe da parte dell'Autorità, le imprese procederanno alla compensazione nei confronti degli utenti interessati con riferimento al periodo di applicazione della tariffa transitoria.

Le tariffe di trasporto

In generale le tariffe per il servizio di trasporto del gas naturale sulle reti ad alta pressione comprendono la remunerazione per il servizio di base, dato dal trasporto vero e proprio, e per i servizi accessori, tra i quali vi sono: la modulazione (necessaria a mantenere le condizioni di sicurezza e di efficienza del trasporto), la miscelazione (per garantire che il gas riconsegnato abbia caratteristiche fisico-chimiche conformi a quelle stabilite), la regolazione (per garantire che l'esercizio della rete e la riconsegna del gas avvengano nel rispetto dei requisiti tecnici, come, per esempio, i valori di pressione, stabiliti), il dispacciamento e il bilanciamento. Le tariffe per il servizio di trasporto dipendono dal modello generale di servizio che viene attuato, che può essere:

- *a percorso tipico, come in Germania e in Olanda e negli Stati Uniti, secondo il quale la capacità di trasporto viene conferita nei punti di consegna e di riconsegna, correlati secondo un percorso tipico; adottando tale modello lo scambio avviene in luoghi fisici di interscambio o hub (vedi sopra, il paragrafo su [L'assetto organizzativo dei mercati regolamentati del gas](#));*
- *entry-exit, come nel Regno Unito, nel quale la capacità di trasporto viene conferita nei punti di consegna e nei punti di riconsegna senza però correlarli l'un l'altro; adottando tale modello lo scambio può avvenire in un luogo virtuale (per esempio, la rete nazionale dei gasdotti) o anche nei singoli punti di consegna e riconsegna, limitatamente al gas che vi è immesso o prelevato;*
- *a zone, nel quale i punti di consegna e di riconsegna vengono aggregati su base territoriale e correlati nel conferimento di capacità.*

In base al modello di servizio scelto si possono avere le seguenti tariffe:

- *Tariffa "a francobollo": unica per qualsiasi percorso. La tariffa è stabilita in modo tale da coprire il costo medio per l'uso della rete di trasmissione.*
- *Tariffa "da punto a punto": proporzionale alla distanza. Viene generalmente applicata sulle reti con struttura lineare o ad albero e nelle quali le direzioni dei flussi di gas trasportato sono tendenzialmente costanti e prevedibili. Di norma, quindi, non riflette eventuali costi di congestione della rete.*
- *Tariffa "entry-exit": prevede che, per qualunque transito del gas sulle reti, sia pagato un pedaggio tipico di ogni punto di entrata indipendentemente dalla destinazione, e uno tipico di ogni punto di uscita indipendentemente dalla provenienza. Viene generalmente applicata sulle reti con struttura magliata e nelle quali le direzioni dei flussi di gas trasportato sono di norma molto variabili e imprevedibili. Una volta stabiliti i punti di entrata e di uscita della rete sui quali viene calcolato il costo del servizio di trasporto, a ciascuno di essi viene attribuito un diverso pedaggio che riflette il costo di gestione della rete e che può dipendere dal grado di congestione di quel punto.*

- *Tariffa "a zona": si tratta di una tariffa usata per semplificare il sistema tariffario "da punto a punto" o quello "entry-exit". Viene infatti applicata in modo uniforme al trasporto in zone predefinite, ovvero in quelle aree in cui i punti di consegna e riconsegna reali o virtuali sono stati aggregati su base territoriale (zone).*

La comparazione delle tariffe europee con quelle applicate da Transco è resa difficile dal fatto che il sistema inglese prevede un'ampia gamma di tariffe per ogni transazione-tipo, a seconda del punto di immissione o di prelievo del gas effettivamente considerati nel calcolo del costo del trasporto (sistema *entry-exit*). Al fine di mostrare l'ampiezza di tale gamma, per ogni transazione-tipo la tavola riporta la tariffa minima e quella massima applicabili da Transco, benché nessuna delle due possa considerarsi effettivamente rappresentativa. Ai fini del confronto comparativo, lo studio sceglie tuttavia di utilizzare come *benchmark* la tariffa massima applicabile da Transco, nell'ipotesi che la transazione non abbia origine nel punto di immissione di St Fergus, che è quello più costoso nel sistema e che rappresenta circa il 35 per cento di tutta la capacità di immissione venduta da Transco.

Le cifre riprodotte nella tavola evidenziano una significativa variabilità territoriale. In generale i prezzi applicati da Transco, oltre a essere gli unici che riflettono in modo trasparente i costi del servizio, sono anche generalmente più bassi di quelli applicati dalle altre compagnie. L'ultima riga della [Tav. 3.11](#), che riporta il rapporto percentuale tra la tariffa media applicata dai trasportatori europei e quella di riferimento Transco, mostra come in media le tariffe europee siano più elevate di quelle inglesi da un minimo del 30 per cento a un massimo del 1.480 per cento.

La differenze maggiori tra la tariffa inglese e quelle applicate negli altri paesi europei considerati si manifestano nelle transazioni di breve durata (inferiore a un anno: nella tavola, le transazioni B, C, D, E). Queste sono molto importanti per lo sfruttamento di eventuali opportunità di arbitraggio derivanti, tra l'altro, dalle caratteristiche dei contratti di approvvigionamento o da variazioni stagionali imprevedibili nei fabbisogni.

Il trasporto in controflusso (transazione H) comporta un migliore sfruttamento della rete e normalmente ne riduce i costi di gestione attenuando eventuali problemi di congestione. Ciò nonostante, nessuna società di trasporto, a eccezione di Transco (e di Snam, per la quale, tuttavia, lo studio non è in grado di calcolare correttamente la tariffa), riconosce questo elemento in modo appropriato nella tariffa di trasporto.

Solo per il trasporto a breve distanza (transazione G) le tariffe Transco appaiono sorprendentemente più elevate perché riflettono i costi di congestione della rete, non considerati dalle altre imprese. È da sottolineare però, che normalmente il gas in Europa “viaggia” per lunghe distanze sia in termini contrattuali sia in termini fisici. Il trasporto a breve distanza è importante in realtà solo nei paesi in cui la produzione nazionale di gas è molto rilevante; si tratta dunque di tariffe di scarsa importanza per i potenziali nuovi entranti sul mercato del gas, che normalmente non hanno accesso a tale produzione.

Al di là di quanto afferma lo studio citato, si può per altro osservare che il rapporto tra le tariffe inglesi e quelle continentali dovrebbe considerare che le congestioni, che si sono verificate più volte nel sistema inglese, hanno condotto i prezzi effettivi del servizio di trasporto al di sopra delle tariffe “teoriche”. Per porre rimedio agli effetti delle frequenti congestioni è stato introdotto un meccanismo di aste per l’assegnazione della capacità scarsa nei punti di entrata, i cui proventi vanno a beneficio dell’intero sistema di trasporto. Ciò rende più complessi i confronti internazionali nelle tariffe, perché difficile è l’assegnazione di tali proventi al prezzo dei singoli servizi di trasporto.

TAV. 3.11 TARIFFE DI TRASPORTO IN ALTA PRESSIONE PER DIVERSI TIPI DI CONTRATTO

Centesimi di euro per metro cubo

TRANSAZIONI	A	B	C	D	E	F	G	H
CONTRATTO	BASE	Semestrale (inverno)	Semestrale (estate)	Mensile (inverno)	Mensile (estate)	Lunga distanza	Breve distanza	In contro- flusso
Quantità (mc)	48.000	24.000	24.000	4.000	4.000	48.000	48.000	48.000
Fattore di carico	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%
Durata (mesi)	12	6	6	1	1	12	12	12
Distanza (km)	200	200	200	200	200	400	75	200
TRASPORTATORE								
Distrigas	1,04	2,05	12,15	1,91	0,49	1,04
Gaz de France	1,03	1,91	1,91	10,73	10,73	2,13	0,54	1,15
Ruhrgas	1,03	2,06	2,06	12,33	12,33	1,97	0,44	1,03
Wingas	0,80	1,61	1,61	9,63	9,63	1,52	0,36	0,80
Gasunie	1,15	2,30	2,30	11,85	2,82	1,15	0,67	1,15
Enagas	3,17	6,16	6,16	27,49	27,49	2,98	2,71	2,80
Transco (max)	1,51	1,47	1,56	1,52	1,45	1,67	1,49	0,64
Transco (max escl. St Fergus)	0,92	0,95	0,89	0,95	0,94	1,48	0,67	0,64
Transco (min)	0,39	0,34	0,44	0,35	0,42	0,61	0,30	0,28
CONFRONTO								
Tariffa media (escl. Transco)	1,37	2,68	2,81	14,03	12,60	1,94	0,87	1,33
Tariffa Transco <i>benchmark</i>	0,92	0,95	0,89	0,95	0,94	1,48	0,67	0,64
Rapporto ^(A)	149%	282%	316%	1477%	1340%	131%	130%	208%

(A) Rapporto tra la tariffa media applicata da tutti i trasportatori tranne Transco e la tariffa Transco presa come *benchmark* ovvero la tariffa massima escludendo il punto di entrata di St. Fergus.

Fonte: The Brattle Group, *Third-Party Access to Natural Gas Networks in the EU*, Marzo 2001.

QUALITÀ E CONDIZIONI DEL SERVIZIO

L'andamento degli indicatori di qualità

Nel corso del 2000 l'Autorità ha effettuato la quarta indagine annuale sulla qualità del servizio. L'indagine ha lo scopo di verificare il rispetto degli standard dichiarati dagli esercenti nelle loro Carte dei servizi e di rilevare i livelli di qualità raggiunti nel 1999 a fronte di tali standard. La rilevazione si basa sui dati forniti dagli esercenti sotto la propria responsabilità.

Come descritto più approfonditamente nel Capitolo 6 della presente *Relazione*, a marzo del 2000 sono stati definiti dall'Autorità i livelli di qualità commerciale uniformi sul territorio nazionale e obbligatori per tutti gli esercenti, con indennizzi automatici ai clienti in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità riferiti alle prestazioni maggiormente richieste dai clienti. Tali nuovi livelli obbligatori sono entrati in vigore il 1° gennaio 2001. I nuovi standard nazionali di qualità commerciale definiti dall'Autorità superano definitivamente gli standard di qualità commerciale definiti dagli esercenti nelle proprie Carte dei servizi. Di conseguenza, dal prossimo anno l'indagine annuale dell'Autorità sulla qualità del servizio conterrà, per gli aspetti commerciali, i risultati della verifica del rispetto dei livelli fissati dall'Autorità stessa.

Adozione delle Carte dei Servizi

L'attività di distribuzione del gas è caratterizzata da una notevole frammentazione in termini sia di soggetti che vi operano sia delle loro dimensioni. Nel 1999, oltre 750 esercenti hanno operato nel servizio di distribuzione del gas per un totale di circa di 15 milioni di clienti serviti. Nello stesso periodo si è registrata una riduzione del numero degli esercenti rispetto agli anni precedenti. Tale riduzione è dovuta ad accordi di fusione tra imprese del settore, prevalentemente a scapito dei piccoli esercenti, con un conseguente aumento delle dimensioni delle imprese in termini di utenza servita.

Nel 1999 la verifica dello stato di adozione delle Carte dei Servizi ha rilevato una diminuzione rispetto all'anno precedente a seguito della menzionata riduzione del numero di esercenti. Alla data del 31 dicembre 1999, 497 esercenti hanno dichiarato di aver adottato la Carta dei servizi. La percentuale dei clienti del servizio gas il cui esercente ha adottato una Carta dei servizi, che resta invariata per il 1999, ammonta a circa il 93 per cento dell'intera utenza in Italia per un totale di 14,9 milioni di clienti ([Tav. 3.12](#)). Gli esercenti che non si sono ancora dotati di una Carta dei servizi sono prevalentemente piccoli esercenti con meno di 10.000 clienti.

TAV. 3.12 GRADO DI ADOZIONE DELLA CARTA SERVIZI

ESERCENTI E CLIENTI	GRANDI ESERCENTI ^(A)	MEDI ESERCENTI ^(B)	PICCOLI ESERCENTI ^(C)	TOTALE
NUMERO CARTE DEI SERVIZI ADOTTATE				
1997	20	155	326	501
1998	21	157	353	531
1999	21	144	332	497
CLIENTI DEI SOGGETTI ESERCENTI CHE HANNO ADOTTATO LA CARTA DEI SERVIZI (MILIONI)				
1997	9,0	3,9	1,1	14,0
1998	9,4	4,3	1,2	14,9
1999	9,6	4,2	1,1	14,9

(A) grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000

(B) medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000

(C) piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Verifica degli standard di qualità delle Carte dei Servizi

Nel complesso, appare confermato anche per il 1999 quanto rilevato negli anni precedenti:

- gli standard sono differenziati tra loro, sia per i grandi esercenti (Tav. 3.13) sia per i medi (Tav. 3.14) e piccoli esercenti (Tav. 3.15) dove questo fenomeno è più accentuato (vedi le colonne che riportano i valori degli standard);
- le percentuali di casi fuori standard sono contenute per tutte le prestazioni soprattutto per i piccoli esercenti;
- la media dei livelli effettivi è lontana dai livelli massimi dichiarati dai soggetti esercenti nelle Carte dei servizi;
- la maggior parte dei grandi esercenti ha verificato il rispetto degli standard specifici, in particolare per quanto riguarda i preventivi, l'esecuzione di impianti completi, l'attivazione e la disattivazione della fornitura. Circa il 50 per cento dei medi esercenti ha verificato il rispetto degli standard specifici; la percentuale scende al 40 per cento per i piccoli esercenti.

L'indagine ha altresì rilevato che:

- per alcune prestazioni i tempi medi effettivi rilevati nel 1999 per i grandi esercenti sono migliorati rispetto al 1998; il tempo medio effettivo per i preventivi si è, per esempio, ridotto da 8,1 giorni nel 1998 a 7,5 giorni nel 1999;
- si è riscontrata una riduzione dei tempi necessari per l'esecuzione di impianti completi (da 22 giorni nel 1998 a 17,5 giorni nel 1999) e per le attivazioni e riattivazioni (da 3,7 giorni nel 1998 a 2,9 giorni nel 1999), mentre sono peggiorati i tempi medi di risposta a reclami (da 7,8 giorni nel 1998 a 14,5 giorni nel 1999) e di pronto intervento (da 25 minuti nel 1998 a 40,5 nel 1999);
- per i medi esercenti i tempi medi effettivi sono migliorati per tutte le prestazioni a richiesta del cliente;
- per i piccoli esercenti i tempi medi effettivi sono migliorati per quasi tutte le prestazioni, e, in particolare, per l'esecuzione di impianti completi (da 24,1 giorni nel 1998 a 20,9 giorni nel 1999) e per le attivazioni e riattivazioni (da 8 giorni nel 1998 a 2,8 giorni nel 1999).

TAV. 3.13 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: GRANDI ESERCENTI

PRESTAZIONE	CASI 1999	STANDARD 1999 giorni			FUORI STANDARD (E) %		EFFETTIVO giorni (F)	
		(A)	MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	1999	1998	1999
Preventivazione	168.128	18,5	10	60	1,7	2,2	7,5	8,1
Allacciamenti aerei	63.643	22,3	10	60	2,0	3,0	10,6	10,8
Impianti completi	37.439	34,6	15	90	5,5	3,6	17,5	22
Attivazioni e riattivazioni	507.053	7,3	3	15	0,4	0,8	2,9	3,7
Disattivazioni	260.376	7,2	3	10	1,3	0,7	3,2	4,0
Risposta a richieste scritte	3.129	27,4	15	30	5,2	4,8	12,6	12,7
Risposta a reclami	7.986	22,9	20	30	15,2	5,3	14,5	7,8
Rettifiche di fatturazione	387.907	11,4	7	80	1,0	0,3	17,2	2,4
Riattivazione clienti morosi	12.831	3,5	1	7	2,4	0,0	1,6	1,1
Verifica misuratori	2.973	7,6	5	20	2,8	1,7	5,6	4,6
Verifica pressione	1.137	4,1	2	20	0,6	0,7	0,9	2,4
Sospensioni programmate ^(G)	22.046	10,1	6	72	0,0	0,0	3,3	1,7
Pronto intervento ^(H)	114.468	60,4	0	120	8,3	4,5	40,5	25,0

(A) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(B) Standard valore medio: valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.

(C) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.

(D) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.

(E) Percentuale fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

(G) Tempo misurato in ore.

(H) Tempo misurato in minuti.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV. 3.14 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: MEDI ESERCENTI

PRESTAZIONE	CASI 1999	STANDARD 1999 giorni			FUORI STANDARD (E) %		EFFETTIVO giorni (F)	
	(A)	MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	1999	1998	1999	1998
Preventivazione	100.552	22,7	3	60	1,2	0,9	10,0	11,1
Allacciamenti aerei	33.990	30,8	0	90	0,7	0,8	14,2	18,9
Impianti completi	53.037	43,1	4	90	1,8	1,9	23,6	26,2
Attivazioni e riattivazioni	185.640	7,3	1	20	1,3	0,9	3,2	3,7
Disattivazioni	125.171	6,2	2	30	1,1	0,8	3,1	3,2
Risposta a richieste scritte	7.190	24,3	8	40	4,8	3,9	18,1	18,1
Risposta a reclami	2.542	25,6	8	40	6,4	3,3	17,4	18,0
Rettifiche di fatturazione	32.319	14,9	1	90	1,5	2,5	6,6	18,1
Riattivazione clienti morosi	10.170	3,6	0	60	0,3	0,0	1,5	1,4
Verifica misuratori	2.715	8,6	1	90	2,5	7,4	5,0	10,9
Verifica pressione	2.349	4,1	1	20	0,3	1,1	1,8	2,4
Sospensioni programmate ^(G)	4.152	21,2	1	48	0,0	0,4	4,8	7,6
Pronto intervento ^(H)	27.339	57,0	20	180	1,3	2,9	32,8	43,7

(A) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(B) Standard valore medio: valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.

(C) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.

(D) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.

(E) Percentuale fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

(G) Tempo misurato in ore.

(H) Tempo misurato in minuti.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV. 3.15 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: PICCOLI ESERCENTI

PRESTAZIONE	CASI 1999 (A)	STANDARD 1999 giorni			FUORI STANDARD (E) %		EFFETTIVO giorni (F)	
		MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	1999	1998	1999	1998
Preventivazione	32.080	20,3	1	50	0,5	0,8	8,3	9,0
Allacciamenti aerei	15.294	22,2	2	60	0,5	1,6	12,4	14,1
Impianti completi	21.581	41,0	3	90	0,8	1,9	20,9	24,1
Attivazioni e riattivazioni	47.645	7,5	1	20	0,2	0,3	2,8	8,0
Disattivazioni	30.709	6,2	1	375	0,4	0,5	2,9	2,9
Risposta a richieste scritte	1.961	25,9	3	60	0,5	0,5	12,4	14,8
Risposta a reclami	711	24,8	2	30	2,3	1,4	9,3	14,5
Rettifiche di fatturazione	8.056	14,1	1	90	0,4	0,2	6,8	6,6
Riattivazione clienti morosi	2.313	4,3	1	30	0,7	0,0	1,7	1,5
Verifica misuratori	1.894	11,2	1	60	0,3	0,8	4,2	3,5
Verifica pressione	1.594	5,2	1	30	0,2	0,3	2,7	2,7
Sospensioni programmate ^(G)	517	14,3	4	48	0,0	0,7	4,8	4,3
Pronto intervento ^(H)	7.676	60,9	15	180	0,8	0,6	26,5	29,6

(A) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(B) Standard valore medio: valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.

(C) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.

(D) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.

(E) Percentuale fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

(G) Tempo misurato in ore.

(H) Tempo misurato in minuti.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Rimborsi ai clienti

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore gas prevede che gli esercenti individuino almeno 4 standard specifici da assoggettare a rimborso e che, a fronte del mancato rispetto di tali indicatori per cause non imputabili al cliente o a terzi, riconoscano un rimborso ai clienti coinvolti.

Gli esercenti possono scegliere sia quali indicatori di qualità assoggettare a rimborso, sia l'entità del rimborso, sia le procedure di rimborso: gli indicatori di qualità sottoposti a rimborso sono molto diversi da esercente a esercente e, inoltre, alcuni esercenti hanno sottoposto a rimborso anche indicatori di qualità non previsti dallo schema generale di riferimento della Carta dei servizi. Per quanto riguarda le modalità di rimborso, solo Italgas, Napoletana Gas, Società Gas Rimini ed alcuni altri esercenti medi e piccoli hanno adottato procedure di rimborso automatico.

TAV. 3.16 RIMBORSI AI CLIENTI

CASI	GRANDI ESERCENTI ^(A)	MEDI ESERCENTI ^(B)	PICCOLI ESERCENTI ^(C)	TOTALE 1999	TOTALE 1998
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	6.943	3.984	285	11.212	12.366
NUMERO DI RICHIESTE DI RIMBORSO PRESENTATE DA PARTE DEI CLIENTI	10	49	197	256	119
NUMERO DI RIMBORSI CONCESSI	1.378	121	141	1.640	707
DI CUI RIMBORSI AUTOMATICI	1.373	78	28	1.479	678
IMPORTO TOTALE DEI RIMBORSI CONCESSI milioni di lire	93,0	20,5	20,8	134,3	51,4

(A) Grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000.

(B) Medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000.

(C) Piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Per il 1999 si nota un notevole incremento degli indennizzi automatici concessi ai clienti, per la quasi totalità ascrivibile alla Napoletana Gas, che è passata da 65 rimborsi automatici nel 1998 a 869 rimborsi automatici nel 1999; tale aumento deriva dall'adozione di una nuova Carta dei servizi con standard più severi. Risultati positivi anche per l'Italgas che, pur avendo introdotto nel 1999 una nuova Carta dei servizi con standard più stringenti, non ha aumentato il numero di casi di mancato rispetto dello standard.

In generale si può affermare che, rispetto ai dati del 1998, sono diminuiti i casi di inosservanza degli standard soggetti a indennizzo (Tav. 3.17). Tale diminuzione può essere dovuta sia al progressivo miglioramento della performance degli esercenti, dopo le iniziali difficoltà che essi possono avere incontrato nei primi anni di applicazione della Carta dei servizi, sia all'efficacia dei controlli da parte dell'Autorità e alla conseguente pubblicazione comparativa dei risultati la quale ha fornito un ulteriore stimolo agli esercenti per migliorare la qualità.

TAV. 3.17 EVOLUZIONE DEL NUMERO DI CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A INDENNIZZO

CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	GRANDI ESERCENTI (A)	MEDI ESERCENTI (B)	PICCOLI ESERCENTI (C)	TOTALE
1997	10.707	3.172	386	14.265
1998	8.814	2.880	672	12.366
1999	6.943	3.984	285	11.212

(A) grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000.

(B) medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000.

(C) piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La sicurezza del servizio

L'indagine sulla qualità del servizio gas ha preso in esame come aspetti della sicurezza del servizio la percentuale di rete ispezionata in media e bassa pressione, l'odorizzazione del gas e il pronto intervento.

Ispezione della rete ai fini dell'individuazione delle dispersioni di gas

L'ispezione della rete per la ricerca di fughe è uno degli aspetti più rilevanti della sicurezza degli impianti di distribuzione del gas. Per valutare l'evoluzione della quantità di rete ispezionata, i dati esaminati sono stati raggruppati in funzione delle varie tipologie di rete (media e bassa pressione) e per ciascuno dei tre raggruppamenti di esercenti (grandi, medi e piccoli). Ne risulta un aumento di circa 1 punto della percentuale di rete in bassa pressione ispezionata e una riduzione della rete in media pressione (44 per cento di rete ispezionata rispetto al precedente 51 per cento dell'anno precedente) (Tav. 3.18).

Tale riduzione è da imputare prevalentemente all'Italgas che per il 1999 ha ridotto la quantità di rete in media pressione ispezionata rispetto all'anno precedente. L'indagine ha evidenziato che 200 esercenti per la media pressione e 196 per la bassa, ai quali corrisponde circa il 10 per cento dei clienti serviti, non hanno ispezionato alcun tratto di rete. Viene quindi confermata una marcata difformità nelle scelte degli esercenti con diversi gradi di tutela dei cittadini (Tav. 3.19).

TAV. 3.18 RETE INTERRATA ISPEZIONATA: BASSA PRESSIONE

ESERCENTI	CLIENTI	ESTENSIONE RETE IN KM (D)	METRI DI RETE/ CLIENTE	ESTENSIONE DELLA RETE CONTROLLATA IN KM	% DI RETE CONTROLLATA 1999	% DI RETE CONTROLLATA 1998
GRANDI(A)	9.630.421	54.326	5,6	21.150	39	37
MEDI(B)	4.496.987	40.365	8,9	10.913	27	25
PICCOLI(C)	1.298.301	15.551	12,1	4.844	31	33
TOTALE	15.425.709	110.242	7,1	36.907	33	32

(A) Grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000.

(B) Medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000.

(C) Piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000.

(D) Metri totali di rete esistente al 31 dicembre 1999 rapportati al numero di clienti al 31 dicembre 1999.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 3.19 RETE INTERRATA ISPEZIONATA: MEDIA PRESSIONE

ESERCENTI	CLIENTI	ESTENSIONE RETE IN KM (D)	METRI DI RETE/ CLIENTE	ESTENSIONE DELLA RETE CONTROLLATA IN KM	% DI RETE CONTROLLATA 1999	% DI RETE CONTROLLATA 1998
GRANDI(A)	9.630.421	31.178	3,2	15.022	48	70
MEDI(B)	4.496.987	21.741	4,8	8.077	37	29
PICCOLI(C)	1.298.301	8.719	6,9	3.758	43	38
TOTALE	15.425.709	61.638	4,0	26.857	44	51

(A) Grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000.

(B) Medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000.

(C) Piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000.

(D) Metri totali di rete esistente al 31 dicembre 1999 rapportati al numero di clienti al 31 dicembre 1999.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Odorizzazione

Per quanto riguarda l'odorizzazione del gas, gli esercenti sono stati valutati in funzione del livello medio di odorizzazione del gas distribuito e dell'odorizzante utilizzato.

I livelli effettivi di odorizzazione del gas sono stati esaminati separatamente per il THT e il TBM (Tav. 3.20). Il THT (componente principale: tetraidrotiofene) e il TBM (componente principale: terzbutilmercaptano) sono i due tipi di odorizzanti prevalentemente utilizzati dagli esercenti per conferire al gas distribuito il caratteristico odore agliaceo; tale odore consente di avvertire nell'aria la presenza del gas, di per sé privo di odore, prima che esso raggiunga percentuali pericolose con possibili inneschi di esplosioni. L'Italgas utilizza in più di una zona operativa entrambi i tipi di odorizzante (Tav. 3.20).

L'esame dei dati ha evidenziato la presenza di 10 esercenti, che servono circa 18.000 clienti, e 13 esercenti, che servono circa 84.000 clienti, rispettivamente per il THT e per il TBM, che non hanno saputo indicare le quantità di odorizzante immesso nel gas distribuito.

TAV. 3.20 ODORIZZAZIONE DEL GAS: GRANDI ESERCENTI

ESERCENTE	CLIENTI	GAS TOTALE ACQUISTATO mc	TIPO ODORIZZANTE	ODORIZZANTE TOTALE IMMESSO kg	GRADO DI ODORIZZAZIONE MEDIO 1999 mg/mc	GRADO DI ODORIZZAZIONE MEDIO 1998 mg/mc
ITALGAS	2.630.458	3.921.316.275	THT	145.967	37,2	36,2
ITALGAS	206.959	241.192.413	TBM	4.480	18,5	21,6
ITALGAS	1.621.008	3.051.256.464	THT+TBM	91.655	30,0	31,5
CAMUZZI – GAZOMETRI	822.851	1.408.106.831	TBM	26.841	19,0	18,5
AEM – MILANO	804.215	993.907.597	TBM	21.395	21,5	18,7
NAPOLETANA GAS	552.786	435.584.715	THT	16.700	38,3	38,0
SEABO – BOLOGNA	345.050	796.955.768	THT	29.168	36,5	38,0
AMGA – GENOVA	315.115	378.908.802	THT	12.156	32,0	32,0
ITALCOGIM	302.819	414.431.956	TBM	4.842	11,6	11,7
FIORENTINA GAS	295.933	547.097.577	THT	34.209	62,5	52,7
ACAG – REGGIO EMILIA	173.313	465.717.183	THT	14.338	30,7	22,6
SICILIANA GAS	160.706	137.352.463	TBM	1.465	10,6	20,1
ASM – BRESCIA	149.181	337.551.058	THT	12.899	38,2	33,4
SOGEGAS	142.385	295.439.419	TBM	2.816	9,5	8,2
CONSIAG – PRATO	141.089	327.686.054	THT	10.641	32,4	33,6
AGES – PISA	133.851	273.341.914	THT	6.791	24,8	25,1
SOCIETÀ GAS RIMINI	129.129	270.334.131	TBM	4.428	16,3	16,8
AMPS – PARMA	123.305	293.498.337	THT	8.200	27,9	27,9
AGSM – VERONA	121.572	307.810.936	TBM	6.400	20,7	17,4
AMAG – PADOVA	120.946	311.198.182	THT	10.260	32,9	38,0
ASCO PIAVE	120.336	370.950.908	THT	7.298	19,6	20,2
ACEGAS – TRIESTE	112.204	145.194.892	THT	6.200	42,7	37,1
AMG – PALERMO	105.210	51.228.905	TBM	640	12,4	14,8

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Pronto intervento

Il pronto intervento è stato esaminato sia sotto il profilo della tempestività di arrivo sul posto di chiamata sia sotto quello della frequenza delle chiamate rispetto al numero di utenze servite. Gli standard dichiarati sono estremamente variabili anche tra esercenti delle stesse dimensioni. Il tempo medio effettivo è di 40,5 minuti per i grandi esercenti, di 32,8 minuti per i medi e di 26,5 minuti per i piccoli (Tav. 3.21).

Dall'esame dei dati risulta inoltre che 188 esercenti, per un totale di circa 2.000.000 di clienti, non sono stati in grado di fornire il numero di chiamate, mentre 197 esercenti, che rappresentano circa 2.700.000 clienti, non hanno misurato il tempo di arrivo sul luogo di chiamata.

Pure rilevante risulta il dato che 128 esercenti, che forniscono più di 8.700.000 clienti, ricevono chiamate di pronto intervento da più di dieci clienti ogni mille clienti serviti. Tale difformità risente sicuramente, da una parte, di una interpretazione più o meno estensiva del servizio di pronto intervento e, dall'altra, di differenti soluzioni impiantistiche.

TAV. 3.21 PRONTO INTERVENTO: GRANDI ESERCENTI

ESERCENTE	CLIENTI	TOTALE CASI	TOTALE CASI OGNI 1000 CLIENTI	STANDARD giorni	% FUORI STANDARD	EFFETTIVO giorni
ITALGAS	4.458.425	56.261	12,6	60	9,5	35,4
CAMUZZI – GAZOMETRI	822.851	14.747	17,9	60	0,0	26,2
AEM – MILANO	804.215	1.824	2,3	60	0,0	22,5
NAPOLETANA GAS	552.786	8.235	14,9	60	5,0	67,0
SEABO – BOLOGNA	345.050	1.493	4,3
AMGA – GENOVA	315.115	6.161	19,6	105	0,0	87,0
ITALCOGIM	302.819	1.740	5,7	45	0,2	20,1
FIorentina GAS	295.933	6.701	22,6	60	29,2	74,0
ACAG – REGGIO EMILIA	173.313	710	4,1	120	60,0
SICILIANA GAS	160.706	2.181	13,6	60	3,6	30,3
ASM – BRESCIA	149.181	3	0,0	20,6
SOGEGAS	142.385	1.211	8,5	60	80,9	27,2
CONSIAG – PRATO	141.089	3.555	25,2
AGES – PISA	133.851	2.322	17,3	30,0
SOCIETÀ GAS RIMINI	129.129	318	2,5	30	6,6	21,0
AMPS – PARMA	123.305	1.800	14,6	60	0,0	50,0
AGSM – VERONA	121.572	713	5,9	56,0
AMAG – PADOVA	120.946
ASCO PIAVE	120.336	448	3,7	120	9,7	53,0
ACEGAS – TRIESTE	112.204	1.682	15,0	30
AMG – PALERMO	105.210	2.213	21,0	120	11,7	55,6
TOTALE	9.630.421	114.468	11,9	60,4	8,3	40,5

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Continuità del servizio

In relazione alla continuità del servizio l'indagine condotta dall'Autorità ha preso in considerazione tre aspetti: la quantità di gas acquistato e telecontrollato nei punti di alimentazione della rete, il numero di gruppi di riduzione finale in antenna e l'interconnessione delle reti di distribuzione.

Per quanto concerne il telecontrollo, è stata esaminata la diffusione tra gli esercenti dei meccanismi appositi nei punti di alimentazione della rete in grado di inviare allarmi a distanza e in tempo reale in caso di anomalie nei principali parametri di funzionamento (per esempio: portata, pressione in uscita, temperatura del gas). La presenza di teleallarmi consente di evitare che il disservizio giunga al cliente compromettendo la continuità del servizio.

Il dato è stato verificato solo per i grandi esercenti, a motivo della difficoltà di verificare l'esatta interpretazione da parte degli esercenti del concetto di telecontrollo, spesso confuso con i sistemi di semplice telelettura dei volumi acquistati. L'indagine ha rilevato che quasi tutti i grandi esercenti hanno provveduto a dotare di telecontrollo i punti di alimentazione della rete.

Inoltre si è esaminato il numero dei gruppi di riduzione finale in antenna e il numero degli impianti di distribuzione suddivisi tra quelli ad alimentazione singola (non interconnessi) e quelli ad alimentazione plurima (interconnessi).

TAV. 3.22 TELECONTROLLO E GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE IN ANTENNA:
GRANDI ESERCENTI

Anno 1998

ESERCENTI	CLIENTI	PERCENTUALE GAS TELECON- TROLLATO PER USI CIVILI	PUNTI DI ALIMENTA- ZIONE DELLA RETE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE IN ANTENNA
ITALGAS	4.458.425	100	509	5717	4246
CAMUZZI - GAZOMETRI	822.851	7	159	2460
AEM - MILANO	804.215	100	9	220	28
NAPOLETANA GAS	552.786	100	49	396	36
SEABO - BOLOGNA	345.050	81	42	545	227
AMGA - GENOVA	315.115	100	7	169
ITALCOGIM	302.819	63	78	669	113
FIorentina GAS	295.933	77	28	174	46
ACAG - REGGIO EMILIA	173.313	100	48	1140	209
SICILIANA GAS	160.706	100	36	176	31
ASM - BRESCIA	149.181	85	12	168	53
SOGEGAS	142.385	64	30	525	242
CONSIAG - PRATO	141.089	66	14	150	41
AGES - PISA	133.851	86	15	364	77
SOCIETÀ GAS RIMINI	129.129	83	17	539	296
AMPS - PARMA	123.305	21	268	69
AGSM - VERONA	121.572	91	4	140	22
AMAG - PADOVA	120.946	100	7	356	234
ASCO PIAVE	120.336	68	48	887	119
ACEGAS - TRIESTE	112.204	90	3	58	8
AMG - PALERMO	105.210	100	1	30	1

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La soddisfazione delle famiglie nella fruizione del servizio gas

La legge n. 481/95 prevede che l'Autorità svolga periodiche rilevazioni della soddisfazione degli utenti e della qualità del servizio reso. L'Autorità ha già svolto nel gennaio 1998 un'indagine approfondita sulla soddisfazione e le aspettative degli utenti domestici presentata nel terzo *Quaderno* della collana Documenti.

Allo scopo di disporre di un monitoraggio annuale della soddisfazione degli utenti domestici di energia elettrica e gas, dal 1998 l'Autorità ha avviato una collaborazione con l'Istituto nazionale di statistica. Congiuntamente con Istat è stata progettata e realizzata una sezione dell'indagine "multiscopo" specificamente dedicata ai servizi regolati dall'Autorità, cioè la fornitura di energia elettrica e di gas.

Gli obiettivi della sezione dell'indagine multiscopo dedicata ai servizi di energia elettrica e gas sono quindi quelli di rilevare sistematicamente, per entrambi i servizi, sia la soddisfazione degli utenti domestici (famiglie) per il servizio complessivo, sia la soddisfazione degli utenti domestici per le principali componenti di qualità del servizio, come la continuità del servizio, la stabilità della tensione o della pressione, la frequenza di lettura, la comprensibilità delle bollette, le informazioni agli utenti e la sicurezza del servizio.

La rilevazione viene ripetuta annualmente; i dati riportati di seguito si riferiscono a novembre 2000 e ad un campione di oltre 20.000 famiglie.

Gli obiettivi della sezione dedicata al servizio gas sono stati quelli di rilevare sistematicamente la soddisfazione degli utenti domestici (famiglie) sia per il servizio complessivo, sia per le principali componenti di qualità del servizio, come la stabilità della pressione, la frequenza di lettura, la comprensibilità delle bollette, le informazioni agli utenti e la sicurezza del servizio.

Il servizio gas non è diffuso uniformemente su tutto il territorio nazionale: le famiglie che utilizzano gas attraverso la rete di distribuzione costituiscono il 68,6% del totale delle famiglie italiane; negli altri casi, il gas viene acquistato in bombole, normalmente per uso cottura, o sfuso ed immagazzinato in un "bombolone", rifornito periodicamente e su suolo privato esterno all'abitazione. Il servizio gas a mezzo rete ha una maggiore diffusione al centro-nord rispetto al meridione, nel quale la diffusione del servizio ha trovato impulso a partire dall'inizio degli anni ottanta; in particolare, nelle isole il gas distribuito a mezzo rete interessa solo una minoranza di famiglie (Sicilia: 30,3 per cento; Sardegna: 1,8 per cento).

La possibilità di allacciarsi alla rete di distribuzione interessa la maggior parte delle famiglie residenti nei grandi centri (87 per cento), nei comuni con oltre 50.000 abitanti (84 per cento) e nei comuni della periferia di grandi aree urbane (73,8 per cento).

L'indagine sulla soddisfazione degli utenti gas si è rivolta solo alle famiglie allacciate alla rete. Il grado di soddisfazione degli utenti domestici per il servizio gas è complessivamente molto elevato: il 29,4 per cento si dichiara “molto soddisfatto” e il 65,4 per cento “abbastanza soddisfatto”, per un totale del 94,8 per cento di utenti complessivamente soddisfatti (Tav. 3.23).

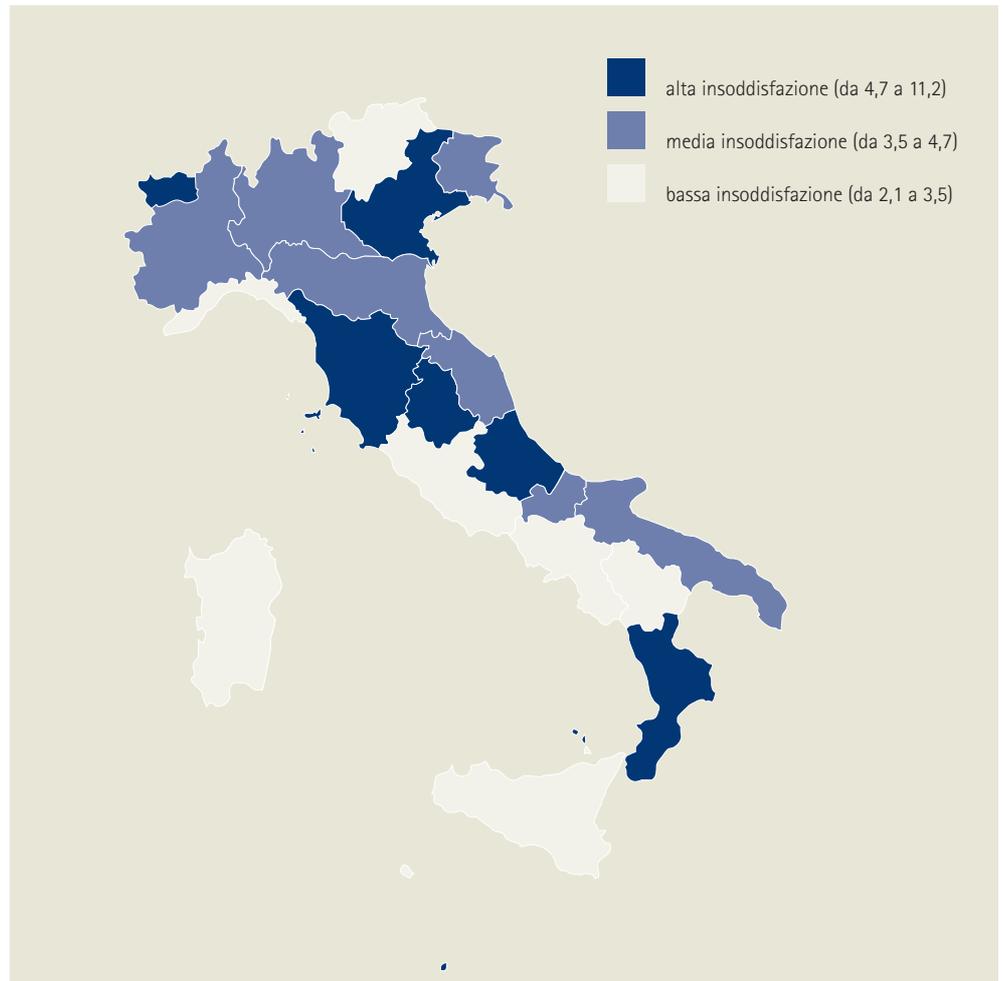
TAV. 3.23 SODDISFAZIONE PER ALCUNI FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO GAS

	SODDISFATTI (MOLTO E ABBASTANZA SODDISFATTI)	INSODDISFATTI (POCO E PER NIENTE SODDISFATTI)
GIUDIZIO COMPLESSIVO		
QUALITÀ COMPLESSIVA	94,8	4,1
GIUDIZI ANALITICI		
STABILITÀ DELLA PRESSIONE	95,7	3,2
FREQUENZA DI LETTURA	85,9	13,0
COMPRESIBILITÀ DELLA BOLLETTA	79,9	19,0
INFORMAZIONI SUL SERVIZIO	79,7	18,7

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

La percentuale di utenti complessivamente insoddisfatti del servizio gas è del 4,1 per cento; diversamente dal servizio elettrico, la quota di insoddisfatti non registra una precisa distribuzione tra nord e sud, e inoltre alcuni dati di insoddisfazione sono concentrati in regioni a bassissima metanizzazione come la Valle d'Aosta (21,3 per cento di famiglie allacciate) e la Calabria (29,4 per cento di famiglie allacciate) (Fig. 3.5).

FIG. 3.5 INSODDISFAZIONE DEGLI UTENTI DEL SERVIZIO GAS



L'analisi della soddisfazione per i singoli fattori della qualità del servizio mostra l'esistenza di aree di miglioramento; i fattori di qualità esaminati sono:

- sbalzi di pressione;
- frequenza di lettura dei contatori;
- comprensibilità della “bolletta”;
- informazioni sul servizio.

Dalla [Tav. 3.23](#) emerge che anche per il servizio gas le aree di maggiore insoddisfazione si concentrano sui fattori commerciali della qualità del servizio (lettura, bollette e informazioni), mentre gli intervistati dimostrano un elevato grado di soddisfazione per gli aspetti tecnici della qualità. In particolare, l'insoddisfazione per la comprensibilità della bolletta e l'adeguatezza delle informazioni sul servizio toccano livelli di insoddisfazione abbastanza elevati (rispettivamente 19,0 per cento e 18,7 per cento). Rispetto alla precedente rilevazione del 1999 si nota una diminuzione della soddisfazione del servizio gas pari al 2,0 per cento in relazione alle informazioni.

Infine è stata esaminata la percezione degli utenti sulla sicurezza del servizio, sia per quanto riguarda il servizio fornito dall'azienda di distribuzione sia per quanto riguarda gli impianti interni che sono di responsabilità degli utenti. Anche gli utenti del gas distribuito a mezzo rete percepiscono il servizio come complessivamente sicuro (il 95,7 per cento degli utenti si dichiara “molto sicuro” o “abbastanza sicuro” per il servizio fornito dall'azienda di distribuzione e il 95,8 per cento esprime la stessa dichiarazione per il livello di sicurezza degli impianti interni ([Tav. 3.24](#)).

TAV. 3.24 PERCEZIONE DEL LIVELLO DI SICUREZZA DEL SERVIZIO GAS

	MOLTO O ABBASTANZA SICURO	POCO O PER NULLA SICURO
SERVIZIO FORNITO DALL'AZIENDA DI DISTRIBUZIONE DEL GAS	95,7	3,0
IMPIANTI GAS DI PROPRIETÀ INTERNI ALL'ABITAZIONE E APPARECCHI DI UTILIZZO	95,8	2,5

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.